



CHALMERS



Bidrag till handlingsplan för havsbaserad vindkraft i Sverige - För säkrad eltillförsel, stabilt klimat och industriell utveckling

STAFFAN JACOBSSON
FREDRIK DOLFF
KERSTI KARLTORP

Rapport Nr. 2015: 5
Version 3, 24 juni 2015

Bidrag till en handlingsplan för havsbaserad vindkraft i Sverige - För säkrad eltillförsel, stabilt klimat och industriell utveckling*

Staffan Jacobsson
Miljösystemanalys, Energi och Miljö
Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg
staffan.jacobsson@chalmers.se

Fredrik Dolff
VG Region, Göteborg
fredrik.dahlstrom.dolff@vgregion.se

Kersti Karltorp
Miljösystemanalys, Energi och Miljö
Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg
kersti.karltorp@chalmers.se

*Västra Götalandsregionen finansierade arbetet med att ta fram detta bidrag till en handlingsplan.

Institutionen för energi och miljö
Avdelningen för miljösystemanalys
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige, 2015

Bidrag till en handlingsplan för havsbaserad vindkraft i Sverige - För säkrad
eltillförsel, stabilt klimat och industriell utveckling.

Version 3, 24 juni 2015

© Staffan Jacobsson 2015.
ESA Rapport nr: 2015:5
Institutionen för energi och miljö
Avdelningen för miljösystemanalys
CHALMERS Tekniska högskola
412 96 Göteborg
Sverige
Telefon 031-772 1000

Chalmers Reproservice
Göteborg, Sverige 2015

Sammanfattning (kort)

Världen behöver ställa om produktionen av el till ett system med inga eller ringa utsläpp av växthusgaser. Både Världsbanken (2014) och International Energy Agency (IEA, 2013) varnar i starka ordalag för en temperaturhöjning långt utöver 2 grader vilket understryker betydelsen av en politik som säkerställer att en omvandling sker i tid. Till utmaningen läggs åldrande kärnkraftverk samt en förväntad ökad efterfrågan på el inom transportsektorn och för att ersätta gas för uppvärmning. En teknik som EU-kommissionen har stora förväntningar på, och som främst briter, tyskar och danskar investerar mycket i, är havsbaserad vindkraft. I detta bidrag argumenterar vi för att Sverige bör följa dessa länder och bygga ut den havsbaserade vindkraften som ett komplement till andra tekniker som använder förnyelsebara energikällor. Vi diskuterar även vilka hinder som måste överbryggas för att en utbyggnad skall ske i tid och åtgärder som kan vidtas för att säkra en utbyggnad.

Sveriges potential är stor. Om 3 000 km² används för havsbaserad vindkraft, 5 MW installeras per km² och kraftverken har 40 % kapacitetsfaktor, blir årsproduktionen drygt 50 TWh. Många företag har sett denna potential och projekt som befinner sig i olika delar av tillståndprocessen skulle kunna producera 26 TWh. I debatten argumenteras emellertid ofta att nya investeringar i förnybar energiteknik inte behövs då i) Sverige har en nettoexport av el och ii) vi med lätthet uppfyller 2020 målen. Denna tidshorisont är emellertid för kort jämfört med de långa ledtider som finns i utbyggnaden av ny kapacitet och vi kan inte heller betrakta Sverige som en isolerad ö. Vi måste istället blicka framåt några decennier och ut mot övriga EU när vi analyserar önskvärdheten av att investera i havsbaserad vindkraft. Vi uppmärksammar då risken att det kan uppstå ett större produktionsgap i Sverige. Även för Nordpool-området finns denna risk och för EU som helhet är det förväntade produktionsgapet mycket stort. En utbyggd havsbaserad vindkraft kan bidra till att säkerställa att Sverige och Nordpool-området får ett kraftsystem som kan leverera omfattande mängder el till rimliga priser när de åldrande kärnkraftverken läggs ner. Potentialen är så stor att Sverige även kan ge ett viktigt bidrag till att uppnå EU:s klimatmål genom en ökad elexport. Detta bidrag skall inte ses som att vi blir ”*världens samvete*” utan förenas med nya affärsmöjligheter då Sverige synes kunna producera havsvind till en låg kostnad i förhållande till installationer i Nordsjön. Detta är det starkaste skälet till en utbyggnad i Sverige och ett utnyttjande av denna svenska komparativa fördel passar väl in i EUs tankar om en Energiunion.

Det är tänkbart att en kapacitet att producera 30 TWh havsbaserad vind kan finnas på plats i Sverige år 2035. För att möjliggöra nödvändiga investeringar måste dock en rad hinder överbryggas. Det viktigaste hindret är brist på incitament att investera och det behövs ett styrmedel som på ett *trovärdigt* sätt leder till de omfattande investeringar som en måluppfyllelse kräver genom att det skapar en balans mellan den samlade riskbedömningen och den förväntade intäktssidan. Elcertifikatsystemet är olämpligt och två alternativ identifieras. Ett alternativ är en inmatningslag som införs redan i år (2015) då EUs statsstödsregler synes stänga den möjligheten därefter. Det andra alternativet är teknik-specifik upphandling som först riktas mot företag med tillstånd och därefter mot företag som idag söker tillstånd. För att kunna genomföra dessa upphandlingar måste dock existerande tillstånd förlängas och snabba beslut måste tas för de ansökningar som ligger inne. Innan ytterligare upphandlingar kan genomföras måste kostnaderna och riskerna minska för investerare genom (i) genomförande av havsplanering, med förknippade analyser av bl.a. bottenförhållande (ii) en koordinering av utbyggnaden av

elnätet med havsplaneringen samt (iii) en förenkling och förbättring av tillståndsprocessen. Vidare måste (iv) en tillräcklig överföringskapacitet till våra grannländer säkerställas så att ett överskott kan exporteras.

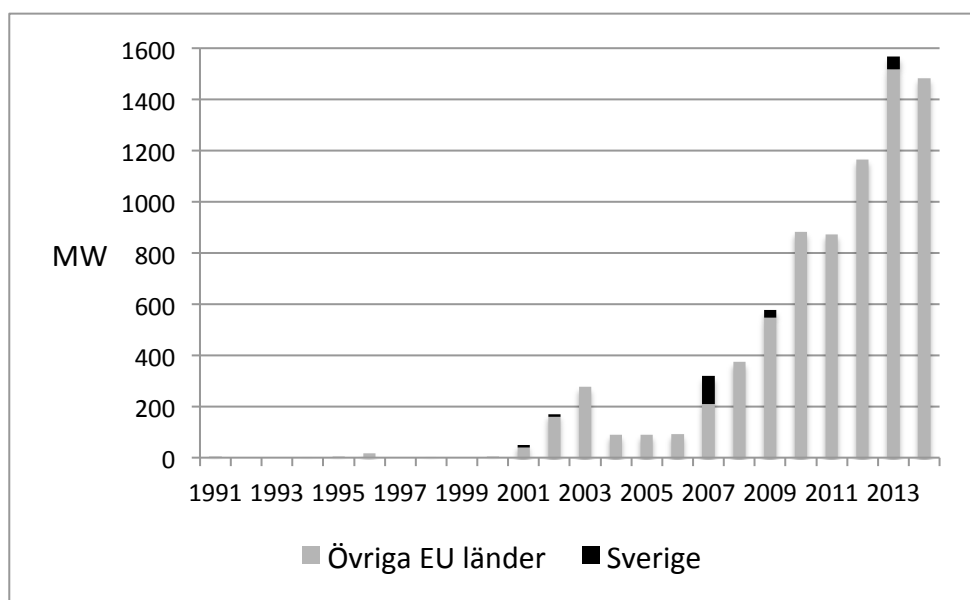
Vid en utbyggnad behöver även ytterligare hinder överbryggas: förutom a) införandet av havsplanering, b) koordinering med elnätets utbyggnad och säkerställande av överföringskapacitet samt c) förenkling och förbättring av tillståndsprocessen behöver lösningar på följande utmaningar skapas: d) ombyggnadsbehov av hamnar; e) bristande tillgång till finansiellt kapital; f) otillräcklig tillgång till specialiserat humankapital samt g) outvecklade innovationsprocesser där företag i Sverige drar nytta av en framväxande marknad. För att bygga ut den havsbaserade vindkraften behövs en politik som omfattar insatser i dessa områden. Politiken behöver därför vara mångdimensionell.

Sammanfattning (lång)

Världen behöver ställa om produktionen av el till ett system med inga eller ringa utsläpp av växthusgaser. Både Världsbanken (2014) och International Energy Agency (IEA, 2013) varnar i starka ordalag för en temperaturhöjning långt utöver 2 grader vilket understryker betydelsen av en politik som säkerställer att en omvandling sker i tid. Till utmaningen läggs åldrande kärnkraftverk samt en förväntad ökad efterfrågan på el inom transportsektorn och för att ersätta gas för uppvärmning. En lovande teknik som EU-kommissionen har stora förväntningar på, och som främst britter, tyskar och danskar investerar mycket i, är havsbaserad vindkraft. Vi argumenterar för att Sverige bör följa dessa länder och kraftfullt bygga ut den havsbaserade vindkraften som ett komplement till andra tekniker som använder förnyelsebara energikällor. Vi diskuterar även vilka hinder som måste överbryggas för att en utbyggnad skall ske i tid och åtgärder som kan vidtas för att säkra en utbyggnad. På de närmaste sidorna följer en längre sammanfattning av detta bidrag till en handlingsplan för havsbaserad vindkraft i Sverige.

Stor potential för havsbaserad vindkraft i Sverige

Den första havsbaserade installationen gjordes 1991 i Danmark. Spridningen i EU tog fart efter 2006 och 2014 var 8 GW installerade vilket motsvarar en produktion av cirka 29,6 TWh/år eller 1 % av EUs elanvändning. I Sverige har utvecklingen av denna teknik varit blygsam (se figuren nedan), men potentialen är stor.



Årlig installerad effekt för havsbaserade vindkraftverk i EU och Sverige 1991-2014

Potentialen i Sverige kan beskrivas med följande exempel, om 3 000 km² används för havsbaserad vindkraft, 5 MW installeras per km² och kraftverken har 40 % kapacitetsfaktor, blir årsproduktionen drygt 50 TWh. Många företag har redan sett denna potential. Om de parker som fått tillstånd byggs skulle de kunna vara på plats mellan 2020 och 2024 och ge maximalt 8,5 TWh. De parker för vilka tillstånd söks kan komma på plats några år senare och skulle kunna ge maximalt 18 TWh. Om ett

stödjande regelverk tas fram kunde även parker som ger ytterligare ett antal TWh kunna byggas fram till 2030-2035. Det är alltså tänkbart att en kapacitet att producera cirka 30 TWh havsbaserad vindel (motsvarande installationer på cirka 8,5 GW) kan finnas på plats då.

Stort behov av ny kapacitet för elproduktion i Sverige, Nordpool och EU

I debatten argumenteras ofta att nya investeringar i förnybar energiteknik inte behövs då i) Sverige har en nettoexport av el och ii) vi med lätthet uppfyller 2020 målen. Denna tidshorisont är emellertid för kort jämfört med de långa ledtider som finns i utbyggnaden av ny kapacitet och vi kan inte heller betrakta Sverige som en isolerad ö. Vi måste istället blicka framåt några decennier och ut mot Nordpool-området och EU som helhet när vi analyserar önskvärdheten av att investera i havsbaserad vindkraft.

För Sveriges del kan kärnkraftens ”pensionering” på sikt innebära ett bortfall av 65-70 TWh. Vi utgår från att cirka 55 TWh av dessa kan behöva ersättas och med 50 års livslängd närmar vi oss avvecklingen och, därmed, möjligheten att nettoexporten byts till nettoimport. Sverige är dock gynnat med avseende på potentialen för både biokraft och landbaserad vindkraft. Svensk Vindenergis (2015) prognos för 2018 ligger på 19TWh och en tillståndsgiven kapacitet på 6200 MW ger en stor ytterligare tillväxtpotential. Trots detta är det inte orimligt att föreställa sig att havsvindel kan behövas som komplement för att säkra eltillförseln. Om vi för åren strax efter 2030 antar en dubbling av Energimyndighetens (2014) långtidsprognos för (land) vindel 2030 till 34 TWh och en ökning av biokraftens produktion till, säg, 25 TWh skapas en ny kapacitet att producera 34 TWh jämfört med produktionen 2014. Således, även med dessa ambitiösa antagande om tillväxt räcker inte denna till för att helt ersätta kärnkraften.

Även för Nordpool-området föreligger en risk för att ett produktionsgap växer fram och för EU som helhet är det förväntade produktionsgapet mycket stort (kapacitet att producera knappt 3000 TWh kan behöva skapas mellan 2020 och 2050). En utbyggd havsbaserad vindkraft kan alltså säkerställa att Sverige och Nordpoolområdet får ett kraftsystem som kan leverera omfattande mängder el när de åldrande kärnkraftverken läggs ner. Sverige kan även ge ett behövligt bidrag till EUs arbete med att uppnå sina klimatmål genom en export av havsvindel.

Möjligheter för industriell utveckling

En utbyggnad skall inte tolkas som att Sverige skall vara ”*världens samvete*” utan istället att den skapar nya affärsmöjligheter. Det finns två skäl för detta. Det första är att mycket tyder på att Sverige har möjlighet att producera havsbaserad vindel till lägre kostnad än i Nordsjön. Östersjön erbjuder nämligen inte enbart goda och stabila vindar utan även mindre vågor, lägre salthalt och en bättre tillgänglighet än många Nordsjöprojekt. Med en teknik anpassad för dessa förhållanden, kallad ”*innanhavsteknik*”, argumenteras det för att kostnaderna kan reduceras i jämförelse med projekt i Nordsjön. Utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige (och övriga Östersjöländer) skulle alltså kunna förknippas med en lägre elproduktionskostnad än i länder där tekniken byggs ut idag. Detta är det starkaste skälet till en utbyggnad i Sverige och ett utnyttjande av denna svenska komparativa fördel passar väl in i EUs tankar om en Energiunion.

Det andra skälet är att en större utbyggnad av den havsbaserade vindkraften skulle bidra till skapandet av nya affärsmöjligheter inom tillverkningsindustrin och till den anslutna tjänsteföretag. Den skulle ge en hemmamarknad för företag och stärka deras möjligheter att ta del av den oerhört stora marknad som förväntas växa fram i EU - för att nå de mål som är satta till år 2020 beräknas investeringar på 130 -140 miljarder Euro krävas. Då Sverige har en stark verkstadsindustri och en tung ingenjörstradition torde denna marknad kunna utgöra en tillväxtmöjlighet.

Även på detta område medför ”*innanhavstekniken*” möjligheter då den europeiska havsbaserade vindkraftsindustrin inriktar sig på att utveckla den teknik som är lämplig för Nordsjöns svårare förhållanden. En tidig svensk hemmamarknad för ”*innanhavsteknik*” skulle kunna ge företag i Sverige en möjlighet till att utveckla nya lösningar som även kan säljas på en internationell marknad, särskilt till andra Östersjöländer.

Bidrag till en handlingsplan för havsbaserad vindkraft i Sverige

För att möjliggöra utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige måste dock en rad hinder övervinnas. De främsta utmaningarna är: brist på ekonomiska incitament att investera i havsbaserad vindkraftsparker, komplicerad tillståndsgivning, brist på koordinering med elnätets utbyggnad, outvecklad havsplanering inom och över territorialgränser, ombyggnadsbehov av hamnar, bristande tillgång till finansiellt kapital och humankapital samt outvecklade innovationsprocesser där företag i Sverige drar nytta av en framväxande marknad.

Ett första steg för att övervinna dessa hinder är att upprätta en vision och sätta mål för utbyggnaden. Genom att göra detta stakas riktningen för politiken och, i viss mån, för industrin ut. Vårt förslag på vision är att (i) säkerställa tillgången till el till en rimlig kostnad, i Sverige och i Nordpool-området (ii) bidra till EUs utfasning av fossila bränslen och (iii) underlätta för en industriell utveckling i Sverige. Medan denna vision är tydlig är det svårare att sätta ett realistiskt mål. Långa, men varierande, ledtider för enskilda projekt gör det svårt att bedöma hur snabbt utbyggnaden kan ske. Som redovisats ovan är det dock tänkbart att en kapacitet att producera cirka 30 TWh havsbaserad vindel kan finnas på plats år 2035.

För en effektiv utbyggnad behövs statliga insatser inom många områden – politiken behöver vara mångdimensionell. Här har sju åtgärder identifierats:

- (1) Inför stabila, långsiktiga och attraktiva *regelverk* som på ett trovärdigt sätt skapar *marknader* för investerare i havsbaserade vindkraftsparker och stimulerar utvecklingen av ”*innanhavstekniken*”. Elcertifikatsystemet är olämpligt av olika anledningar och två alternativ identifieras. Ett alternativ är en inmatningslag som införs redan i år (2015) då EUs statsstödsregler synes stänga den möjligheten därefter. Ett annat alternativ är teknik-specifik upphandling som först riktas mot företag med tillstånd och därefter mot företag som idag söker tillstånd. För att genomföra dessa upphandlingar måste dock existerande tillstånd förlängas och snabba beslut måste tas för de ansökningar som ligger inne.
- (2) Innan ytterligare upphandlingar kan genomföras måste kostnaderna och riskerna minska för investerare. Detta kan åstadkommas genom att en havsplanering genomförs, med förknippade analyser av bl.a. bottenförhållande, genom en koordinering av utbyggnaden av elnätet med havsplaneringen samt genom en förenkling och förbättring av *tillståndsproccessen*. Denna måste organiseras så att ledtider kortas och kostnader minskar. De relevanta myndigheterna behöver

- även ges direktiv att grunda beslut på en samhällsekonomisk analys där särskilt globala intäkter i form av minskad klimatpåverkan inkluderas.
- (3) Hitta kreativa lösningar för att *säkra tillförsel av kapital*, till en *rimlig ränta*. Då havsbaserad vindkraft är en kapitalintensiv teknik kan en intervention som minskar kapitalkostnaden sänka produktionskostnaden, och kostnaden för konsumenterna, på ett avgörande sätt.
 - (4) Underlätta utvecklingen av innanhavstekniken genom att skapa ett *program för forskning, utveckling och demonstration*. Detta är också ett viktigt medel för att bidra till utvecklingen av specialiserat humankapital.
 - (5) *Säkra tillgången till utbildad personal* genom att koordinera forsknings- och utbildningspolitiken med energi- och industripolitiken.
 - (6) Ge Svenska Kraftnät i uppdrag att finna ett regelverk för utbyggnad av ett *land- och havsbaserat transmissionsnät* som garanterar anslutning och underlättar för en koordinering av investeringar inom och över landsgränser. Vidare måste en tillräcklig överföringskapacitet till våra grannländer säkerställas så att ett överskott kan exporteras. Om en sådan inte sker i tid leder det till sänkta elpriser i Sverige och till att alla tidigare investerare i elproduktionsanläggningar drabbas.
 - (7) Skapa de långsiktiga mål och stabila förutsättningarna för investerare i havsbaserade vindkraftsparker som behövs för att *hamnägare* ska genomföra de nödvändiga investeringarna för att kunna fungera som bas för havsbaserad vindkraft.

Arbetet med att utveckla en strategi som spänner över alla dessa områden behöver startas omedelbart på grund av de långa ledtider som gäller för bl.a. utveckling och genomförande av utbildningsprogram och för byggandet av infrastruktur som hamnar och nät. Formering av marknader bör dock inte skjutas upp på grund av de långa ledtiderna, utan ett styrmedel bör introduceras omgående för att sätta igång den gradvisa och långsiktiga process som teknikutveckling och teknikspridning innebär. Detta styrmedel bör kompletteras med åtgärder för att minska kapitalkostnaden för investerare och ett program för forskning, utveckling och demonstration av ”innanhavsteknik” samt en snabb hantering av existerande och sökta tillstånd.

Ledning och samordning av åtgärder

Förekomsten av en mångfacetterad åtgärdslista innebär att ett antal departement och myndigheter måste vara engagerade och detta engagemang behöver koordineras. Ett exempel på koordineringsbehov är mellan Svenska Kraftnäts arbete med att planera utbyggnaden av elnätet och Havs- och vattenmyndighetens arbete med havsplanering. Således behövs en koordinator som har den organisatoriska förmågan och insikter i alla de områden som påverkar utbyggnaden. Den koordinerande funktionen kan även behöva spänna över landsgränserna kring Östersjön då det finns stora fördelar med en gemensam satsning och gemensamma regelverk. Till exempel, med ett gemensamt program för att skapa en marknad för havsbaserad vindkraft skulle kostnaden för att utveckla och industrialisera en strategisk teknik delas av ett större antal elkonsumenter. En koordinering skulle även kunna göra regionen mer attraktiv för företag, ge mer kostnadseffektiva investeringar i elnätet och stärka utvecklingen av ”innanhavstekniken”.

Innehållsförteckning

1 Inledning.....	12
2 Den havsbaserade vindkraften i norra Europa – förväntningar, regelverk och industriellt engagemang.....	13
3 ”The case for offshore wind in Sweden” – varför bygga ut den havsbaserade vindkraften i Sverige?.....	16
3.1 Potentialen för havsbaserad vindkraft i Sverige.....	16
3.2 Behovet av ny kapacitet i Sverige, Nordpool-området och EU	20
3.3 Industriell utveckling.....	26
3.4 Kostnads- och variabilitetsproblematiken	30
3.5 Havsbaserad vindkraft - ett attraktivt investeringsalternativ	34
4 Hinder för utbyggnad av den havsbaserade vindkraften och behov av åtgärder för att överkomma dessa hinder	38
4.1 Styrmedel för marknadsutveckling.....	38
4.2 Tillståndprocessen och havsplanering	48
4.3 Elnät.....	53
4.4 Hamnar	56
4.5 Finansiellt kapital	57
4.6 Humankapital.....	60
4.7 Innovationsprocesser och industrialisering i Sverige	62
5 Bidrag till en handlingsplan – en avslutande diskussion	64
5.1 Vision och mål.....	64
5.2 Bidrag till en handlingsplan - en mångdimensionell åtgärdslista.....	65
5.3 Ledning och samordning av åtgärder	68
5.4 Samordning med andra stater kring Östersjön	69
6 Källor	70
Bilaga 1: Havsbaserad vindkraft i Sverige	79
Bilaga 2: Produktion av kärnkraftsel 1975-2012 (TWh).....	81
Bilaga 3: Metod för Figur 2	82
Bilaga 4a: Produktion [TWh] från kärnkraft i EU inkl. Norge och Schweiz samt fullast timmar.....	85
Bilaga 4b: Kärnkraft i EU inkl. Norge och Schweiz	85
Bilaga 5: Underlag för Figur 6	89
Bilaga 6: Ersättningsnivåer för havsbaserad vindkraft och elprisutveckling i Tyskland och Storbritannien.....	90
Bilaga 7: Kostnadsjämförelser mellan havsbaserade vindkraftsanläggningar som har byggts i EU	92
Bilaga 8: Karta över hamnar och deras möjlighet och ambition att hantera vindkraftverk	94
Bilaga 9: Utbyggnad av kärnkraft.	95
Bilaga 10: Elcertifikatutveckling med kostnadsfördelning på nya och gamla anläggningar samt beräkning på införandet av fastprissystem.....	96

1 Inledning

Världen står inför den omfattande utmaningen att ställa om produktionen av el till ett system med inga eller ringa utsläpp av växthusgaser. Både Världsbanken (2014) och International Energy Agency (IEA, 2013) varnar i starka ordalag för en temperaturhöjning långt utöver 2 grader vilket understryker betydelsen av en politik som säkerställer att en omvandling sker i tid. Till utmaningen att avveckla kraftverk som använder fossila bränslen läggs att det finns en kärnkraftskapacitet som behöver ersättas samt en förväntad ökad efterfrågan på el inom transportsektorn och för att ersätta naturgas för uppvärmning. I Sverige, och i det större Nordpoolområdet, står visserligen den förnybara elen för en stor andel men även här finns en produktion av el i åldrande kärnkraftverk och i kraftverk som eldas med fossila bränslen.

En stor och bred satsning görs inom EU för att bygga ut produktionskapaciteten för förnybar el. En lovande teknik som EU-kommissionen (European Commission, 2008, 2011)¹ har stora förväntningar på, och som nu främst Danmark, Storbritannien och Tyskland investerar mycket i, är havsbaserad vindkraft. I detta bidrag till den svenska debatten kommer vi att (i) argumentera för att Sverige bör följa dessa länder och kraftfullt bygga ut den havsbaserade vindkraften som komplement till andra tekniker som använder förnybara energikällor; (ii) diskutera vilka hinder som måste överbryggas för att en utbyggnad skall ske och (iii) vilka typer av åtgärder som kan vidtas för att säkra en önskvärd utbyggnad.

Avsnitt 2 beskriver kort de förväntningar som ställs på den havsbaserade vindkraften i Europa, de regelverk som tillämpas samt näringslivets engagemang i tekniken.² I avsnitt 3 argumenterar vi för att Sverige bör bygga upp en omfattande kapacitet för att leverera el från havsbaserade vindkraftverk. Avsnitt 4 innehåller en analys av hinder för en dylik utbyggnad inom en rad olika områden. För varje problemområde avslutas analysen med en diskussion om lösningar på de identifierade utmaningarna. Dessa sammanfattas i avsnitt 5 i form av ett bidrag till en handlingsplan för att säkra en utbyggnad av den havsbaserade vindkraften i Sverige.

¹ Redan 2008 uttryckte EU (EC 2008, s. 10) höga förväntningar på havsbaserad vindkraft: "havsbaserad

² För en längre diskussion, se Jacobsson och Karltorp (2013).

2 Den havsbaserade vindkraften i norra Europa – förväntningar, regelverk och industriellt engagemang

Den första havsbaserade installationen gjordes 1991 i Danmark. Spridningen i EU tog fart efter 2006 (Diagram 1) och 2014 var 8 GW installerade vilket motsvarar en produktion av cirka 30 TWh/år (EWEA, 2015). Inom EU dominerar Storbritannien med en installerad effekt på 4,5 GW, följt av Danmark med 1,3 GW och Tyskland och Belgien med cirka 1 GW vardera (EWEA, 2015).

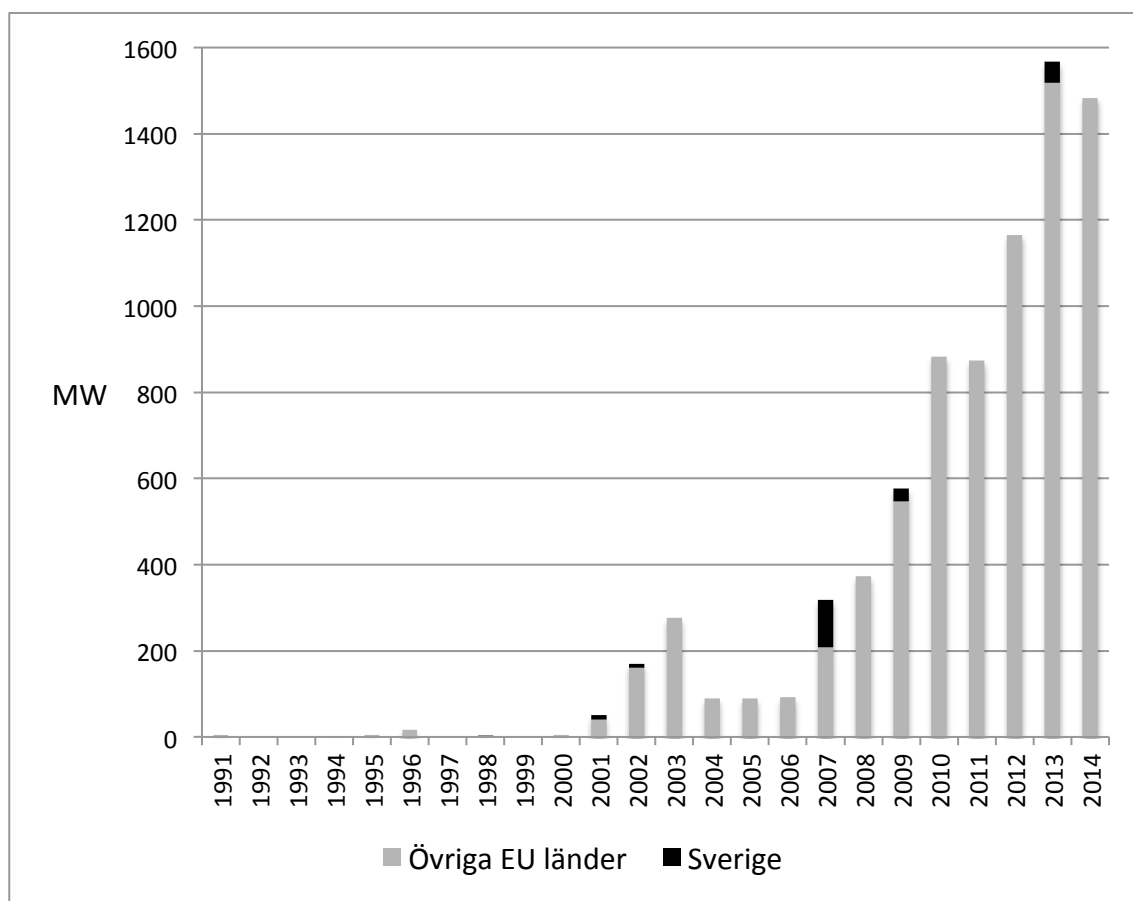


Diagram 1. Årlig installerad effekt (MW) för havsbaserade vindkraftverk i EU och Sverige 1991-2014 Källa: EWEA (2015) samt Bilaga 1.

EU:s medlemsländer förväntar sig en produktionsökning till 140 TWh/år 2020 för havsbaserad vindkraft. Bland dessa går två länder före i ambitionsgrad för år 2020; Storbritannien (44 TWh/år) och Tyskland (32 TWh/år) (Beurskens med flera, 2011, tabell 111).³ Den långsiktiga potentialen är större. Storbritannien och Tyskland bedömer

³ Den nya tyska regeringen har emellertid minskat ambitionen och för 2020 finns ett tak på 6.5 GW (ca 23 TWh) och för 2030 är den 15 GW (Meyer, 2015).

denna till 400 respektive 300 TWh/år för respektive land (Offshore Valuation Group, 2010; German Advisory Council on the Environment, 2011) och BASREC (2012) pekar på Östersjöns omfattande potential. Det är därför inte förvånande att den havsbaserade vindkraften i EU:s ”Energy Roadmap 2050” (European Commission, 2011) förväntas leverera cirka 820 TWh (234 GW) år 2050.⁴ Beräkningarna är naturligtvis osäkra men det är otvetydigt att potentialen är stor liksom förväntningarna på den havsbaserade vindkraftens bidrag till att göra EU:s elproduktion fri från koldioxid.

I främst Storbritannien, Tyskland och Danmark görs omfattande och mångfasetterade statliga insatser för att stödja utvecklingen av den havsbaserade vindkraften.⁵ Dessa skiljer sig åt mellan länderna men berör ett antal gemensamma områden. Exempel på dessa är regelverk som (i) styr förläggningen av investeringarna till specifika områden (havsplanering) (ii) formar och säkrar kraftbolagens intäktströmmar (inmatningslagar etc.) och (iii) finansierar utbyggnaden av elnätet. Vidare görs insatser som (iv) främjar kunskapsutveckling på universitet och institut – exempelvis vid DTU/Risö i Köpenhamn och Fraunhoferinstitutet IWES i Bremerhaven (v) stärker utbildningen av ingenjörer på olika nivåer (vi) stödjer innovationsprocesser (vii) stärker tillgången till kapital för investeringar i havsbaserade vindkraftsparker samt (viii) attraherar nya företag till industrin.

Förväntningar om en omfattande spridning av havsbaserade vindkraftsparker delas av många kraftbolag och andra företag i hela värdekedjan. I Storbritannien, till exempel, är de stora kraftbolagen, såsom Dong, E.ON och Vattenfall, engagerade i omfattande investeringsprojekt. Vattenfall samarbetar där med ett skotskt företag i ett projekt som förväntas leda till en ny kapacitet på upp till 7,2 GW till en kostnad av cirka 300 miljarder kronor (Larsson, 2012). Turbintillverkarna, exempelvis Siemens, Vestas, Senvion, Alstom och Gamesa, lägger omfattande utvecklingsresurser på att ta fram modeller som inte bara är större än landbaserade turbiner utan även är specialkonstruerade för den havsbaserade miljön. I hela värdekedjan återfinns vi ett stort antal företag: komponenttillverkare (exempelvis, SKF och DIAB), tillverkare av kraftöverföringssystem (exempelvis ABB och Siemens), varv (exempelvis

⁴ Detta är genomsnittet i fem ”decarbonization scenarios” med antagande att kapacitetsfaktorn är 40 % för havsbaserad vindkraft, se tabell 27 i European Commission (2011).

⁵ Nederländerna, Belgien och Frankrike har höjt sina ambitioner. Frankrike, till exempel, har som mål att uppnå 6 GW 2020 (EWEA, 2015a).

Öresundsvarvet), hamnar (exempelvis Esbjerg och Bremerhaven), logistikföretag (exempelvis A2SEA) och företag som är engagerade i underhåll (exempelvis Baltic Offshore). Ett helt industriellt system håller således på att byggas upp i norra Europa och lokala kluster har vuxit fram på vissa platser såsom Bremerhaven.

3 ”The case for offshore wind in Sweden” – varför bygga ut den havsbaserade vindkraften i Sverige?

I detta avsnitt argumenterar vi för att den havsbaserade vindkraften bör byggas ut på ett kraftfullt sätt även i Sverige. Vi diskuterar först den tekniska potentialen för svensk havsbaserad vindkraft (3.1). Vi fortsätter, i avsnitt 3.2, med att beräkna storleksordningen på behovet av ny kapacitet under de närmaste årtiondena i Sverige, i Nordpool-området samt för EU som helhet (inkl. Norge och Schweiz). Vi konstaterar att, efter en tid av överskott, föreligger det en risk för Sverige att ett *omfattande elproduktionsgap uppstår*. Denna risk föreligger även för Nordpoolområdet och, i mycket större omfattning, för EU som helhet. Vårt perspektiv är därför inte begränsat till Sverige utan analysen fokuserar utbyggnaden av havsbaserad vindkraft som ett komplement till andra koldioxidsnåla tekniker (vattenkraft, landbaserad vindkraft, solkraft, biokraft, vågkraft etc.) i ett större geografiskt perspektiv. I avsnitt 3.3 diskuteras två ytterligare aspekter på en sådan utbyggnad: (i) en konkurrensfördel för kraftbolag i Sverige kan skapas då kostnaderna för havsbaserad vindkraft är lägre i Östersjön än för många Nordsjöprojekt och (ii) en industriell utveckling underlättas där företag i Sverige skapar nya arbetstillfällen genom att vara verksamma på en snabbt växande marknad, i Sverige och utomlands. I avsnitt 3.4 behandlas kostnads- och variabilitetsproblematiken vid en utbyggnad (ofta framförda argument mot en utbyggnad) medan avsnitt 3.5 sammanfattar skälen till varför en utbyggnad kan ses som önskvärd.

3.1 Potentialen för havsbaserad vindkraft i Sverige

Energimyndigheten (2013a, s. 6) noterar att ”... årsmedelvinden och bottenförhållandena är goda längs hela den svenska kusten.” Med Östersjöns (och Kattegatts) stora yta är den tekniska potentialen naturligtvis mycket omfattande. Olika undersökningar (se tabell 1) har gjorts för att specificera det tillgängliga området och uppskattningar ligger mellan drygt 50 000 km² (Elforsk, 2008,⁶ European Environment Agency, 2009)⁷ och drygt 100 000 km² (Greenpeace, 2004).⁸ BASREC (2012 Appendix

6. Potentialen bygger på områden med en vindhastighet över 6 m/s på 71 meters höjd och vattendjup på max 40m. Elforsk har begränsat urvalet till Sveriges totala havsyta inom den ekonomiska zonen och inom täckning av vindkarteringen 2006. Det är osäkert om områden som Kriegers flak och Södra Midsjöbanken är inkluderade i analysen eftersom MIUU modellen 2006 inte täcker hela den svenska ekonomiska zonen.

7 European Environment Agency (EEA, 2009) har, förutom vindhastighet, inkluderat vilka vattendjupsförhållanden som finns i de olika europeiska länderna. I undersökningen framgår att de bästa

1, tabell A.1)⁹ hamnar på knappt 80 000 km² och har även uppskattat den möjliga elproduktionen i Östersjöns svenska del (inklusive den ekonomiska zonen). Studien beaktar både hur attraktiv en investering är med avseende på faktorerna vindhastighet, vattendjup samt avstånd till land och olika restriktioner som fiskevatten och fågelskyddsområden. Om vi undantar de lägen som har låg attraktionskraft (46 000 km²) uppskattas produktionspotentialen vara över 450 TWh – tre gånger den nuvarande svenska elproduktionen.¹⁰

Tabell 1. Bedömningar av den tekniska potentialen för havsbaserad vindkraft i Sverige

Organisation	Teknisk potential
Elforsk	54 500 km ²
BASREC	77 900 km ²
Greenpeace	109 000 km ²
European Environment Agency (EEA)	58 400 km ²
Energimyndigheten*	3 730 km ²

*Förslag till Riksstyrelseområde för havsbaserad vindkraft, Energimyndigheten (2013b).

För att konkretisera storleksordningen ges här ett exempel som är mer gripbart. Om (i) 3 000 km² av de cirka 30 000 km² med medium till mycket hög attraktivitet enligt BASREC (2012) används för havsbaserad vindkraft; (ii) 5 MW installeras per km² samt (iii) dessa har 40 % kapacitetsfaktor (3 500 timmar) blir årsproduktionen drygt 50 TWh. Med en ringa del av det tillgängliga området kan således en relativt stor produktion åstadkommas. Detta har ett antal företag insett och totalt skulle 26 TWh kunna produceras i projekt som redan har fått tillstånd (exempelvis Stora Middelgrund) eller

förutsättningar finns runt Nordsjön och Östersjön. De har begränsat sig till vattendjup som är mindre än 50 meter och områden som är lokaliserade maximalt 30 km ut från kusten. Med de avgränsningarna missas dock potentiella utsjöbankar i Sverige, bl.a. Kriegers flak och Södra Midsjöbanken.

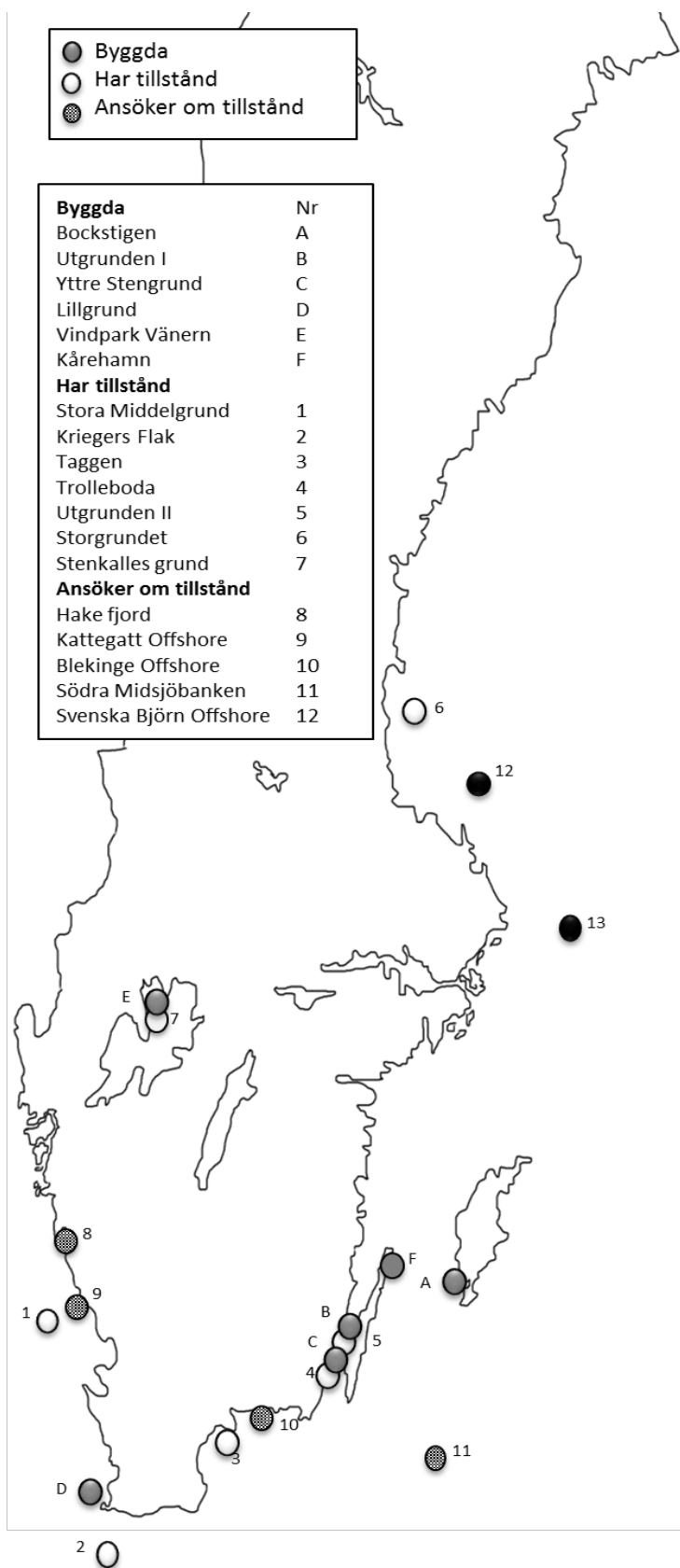
8. Greenpeace har kommit fram till att den havsbaserade vindkraften i Sverige skulle kunna producera cirka 47 TWh/år 2020. Den utbyggnaden skulle uppta 2 157 km² vilket är ca 2 % av den yta som uppfyller rimliga förutsättningar för havsbaserad vindkraft d.v.s. 107 850 km². Greenpeace har använt sig av olika avstånd till kust och vattendjup som begränsningar i tre utbyggnadsfaser fram till och med 2020.

9. BASREC (2012) identifierade 77 896 km² där det finns en teknisk potential i Sverige för havsbaserad vindkraft. I analysen inkluderas områden som är mer än 100 km utanför kusten och har vattendjup större än 50 meter samt vindhastigheter under 7 m/s på 100 meters höjd.

10. BASREC (2012) anger de exakta talen. En uppdelning görs mellan lägen med medium, hög och mycket hög attraktionskraft. Intressant nog är nästan alla svenska parker, existerande såväl som planerade, i medium kategorin. BASREC betonar att siffrorna är mycket osäkra och att en rad faktorer, som bottenens beskaffenhet, inte har tagits med i beräkningen.

söker tillstånd (exempelvis Blekinge Offshore), se Figur 1 och Bilaga 1.¹¹ Det är således otvetydigt att den havsbaserade vindkraften har en omfattande potential i Sverige och att det finns ett stort industriellt intresse av att förverkliga en del av denna potential, men behövs verkligen en utbyggnad? I debatten förs ofta fram argumenten att nya investeringar inte behövs då i) Sverige har en nettoexport av el och ii) vi uppfyller med lätthet EUs 2020 mål. Dessa argument lider dock av en alltför kort tidshorisont och för snäv geografisk avgränsning, vilket framgår av den följande diskussionen.

¹¹ Till dessa kommer projekt som planeras men för vilka tillstånd inte har sökts (exempelvis Klocktärnan)



Figur 1. Översiktsbild över den havsbaserade vindkraften i Sverige. Källa: se bilaga 1

3.2 Behovet av ny kapacitet i Sverige, Nordpool-området och EU

I detta avsnitt diskuteras storleksordningen på behovet av ny kapacitet under de närmaste decennierna som en följd av olika faktorer: (i) förändring i efterfrågan på el (ii) utfasning av fossilt bränsle; (iii) utfasning av gamla kärnkraftverk samt (iv) förväntade kapacitetsökningar (förnybart såväl som kärnkraft). Vi kommer, som betonades ovan, inte enbart att analysera svenska förhållanden utan även Nordpool-området samt EU som helhet eftersom Sverige i ökande grad är integrerat i större elmarknader och det finns, dessutom, ett pågående arbete med att skapa en energiunion (Baylan, 2015).

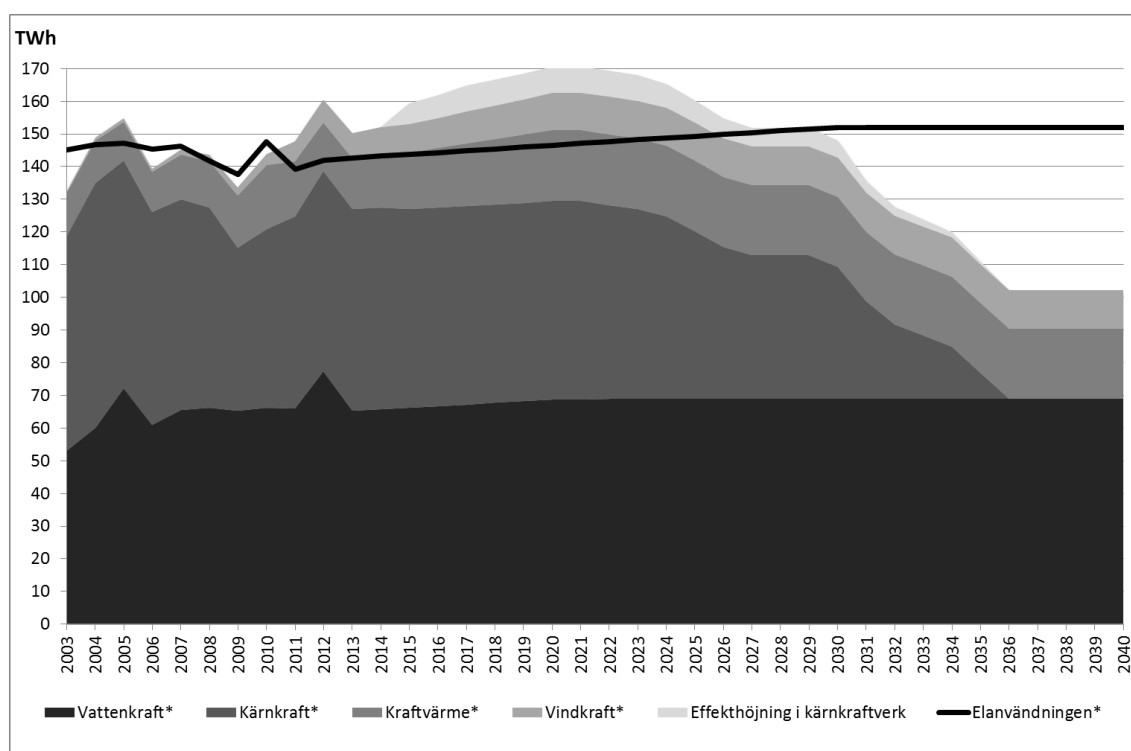
3.2.1 Sverige – åldrande kärnkraftverk

Produktionen av el i Sverige varierade kraftfullt mellan 2001 och 2013 – som lägst 133 TWh och som högst 162 TWh (SCB, 2014). Av dessa var drygt 3 TWh fossilbaserade år 2012 (Energimyndigheten, 2014b). Elförbrukningen har stagnerat sedan 2001 men förväntas vara 150 TWh 2030 (Energimyndigheten, 2013, tabell 32).¹² Utmaningen ligger således inte i att ersätta fossilt bränsle eller möta en högre efterfrågan utan att ersätta de åldrande kärnkraftverken, vilka stod för i genomsnitt 62 TWh i årlig produktion 2003-2012 (bilaga 2). Kärnkraftens kapacitet byggdes upp under perioden 1972-1985 och de flesta studier antar en livslängd på 40 år (Energimyndigheten, 2010). Även Elforsk (2011) räknar med denna livslängd.

Vattenfall (2012) förväntar sig emellertid att inleda avvecklingen av kärnkraftverken först kring 2025 vilket skulle innebära en livslängd på 50 år. Vattenfalls förre VD, Öystein Löseth, menar att de nuvarande kärnkraftverken visserligen är byggda för att hålla 40 år men kan gå i 50 år (Sveriges Radio, 2013). Även Strålsäkerhetsmyndigheten (2013) argumenterar för att kärnkraftverken kan hålla längre än 40 år efter omfattande investeringar och förbättringar av säkerheten. Om vi antar att livslängden är 50 år, d.v.s. att avvecklingen av det först byggda verket sker år 2022 och det sist byggda år 2035, kan ett exportöverskott komma att övergå till underskott år 2030 och år 2032 kan detta importbehov uppgå till 24 TWh, en siffra som kan öka till 41 TWh 2035 och 50 TWh 2036, se Figur 2.

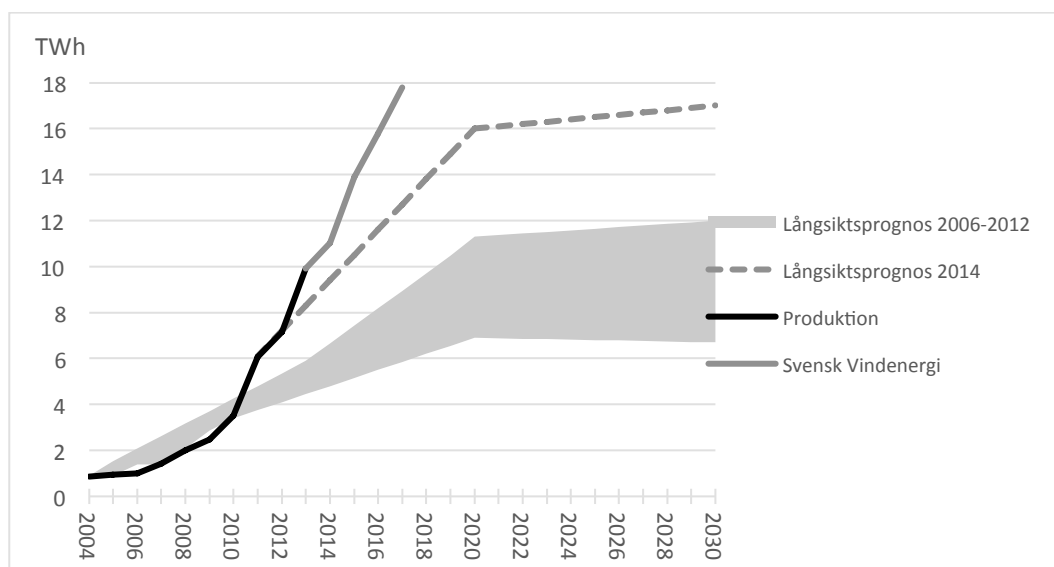
¹² Denna siffra gäller referenssceneriet. Den ökar till 156 TWh i ett scenario med högre tillväxt.

I denna beräkning har vi utgått ifrån genomsnittproduktionen från varje kärnkraftsreaktor under 10 år (2003-2012; 62 TWh) och lagt till en produktionsökning på som mest 8 TWh p.g.a. effekthöjningar (bilaga 3). Även för vattenkraften har vi utgått från en genomsnittproduktion under 10 år (2003-2012; 65 TWh) och ett linjärt samband till produktionen för åren 2020 och 2030 enligt Energimyndighetens långsiktsprogno (2013) vilket innebär en produktion på så mycket som cirka 69 TWh/år från och med 2020. Slutligen har vi hämtat den framtida produktionen av vindkraft och kraftvärme från Energimyndighetens långsiktsprogno (2013), från vilken även uppgifter om elanvändning erhållits (se bilaga 3 som även innehåller de data som använts för figuren). Prognosen sträcker sig till 2030 och utbyggnaden av elproduktion från vind- och kraftvärme antas (i Figur 2) avstanna efter år 2030 men nivån på 33.3 TWh behålls.



Figur 2. Elanvändningen och elproduktionen i Sverige, med antagande om livslängd på 50 år för kärnkraftverken. *Kommer från Energimyndighetens (2013) långsiktsprogno, se bilaga 3.

Det finns naturligtvis en rad osäkerheter med ett scenario av detta slag. För det första, en kraftfullare ökning av produktion av landbaserad vindkraft, biokraft och solkraft¹³ kan minska detta produktionsgap, Energimyndigheten (2014) höjer vindkraftsproduktionen till 17 TWh 2030 (från 12 TWh) men sänker samtidigt kraftvärmeproduktionen till 20 TWh (från 21 TWh) vilket ger en total ökning av den förväntade elproduktionen från dessa källor med 4 TWh jämfört med Energimyndigheten (2013). Emellertid har tidigare prognoser konsekvent underskattat spridningen av landbaserad vindkraft, se Figur 3 där det även framgår att i prognosen från Svensk Vindenergi (2014) uppnås en produktion på 17 TWh redan om några år.



Figur 3: Långsiktsprognoiser och utfall för vindelproduktion.¹⁴ Ytan visar de olika prognoserna från Energimyndigheten åren 2006, 2008, 2010 och 2012. Den streckade linjen visar prognosen från Energimyndigheten år 2014. Den svarta linjen visar den faktiska elproduktionen från vindkraft fram t.o.m. 2013 och den gråa linjen visar branschens prognos t.o.m. år 2017.

För det andra, en minskning i efterfrågan på el skulle även det minska produktionsgapet. Energimyndigheten (2014) antar således en konsumtion på 141 TWh 2030 men Svenskt Näringsliv (2014) menar att de kan fortsätta att ligga på cirka 150 TWh. För det tredje, beslut att stänga kärnkraftverk innan de uppnår en 50-årig livslängd skulle påverka

¹³ Även vågkraft kan vara aktuell inom tiden fram till 2030 men är ännu i ett tidigt utvecklingsstadium (Perez-Vico med flera, 2014).

¹⁴ Källor: Produktion: Energimyndigheten (2014c) och Svensk Energi (2014). Svensk Vindenergisprognos: Svensk Vindenergi (2014). Långsiktsprognoiser: Energimyndigheten (2007, 2009, 2011, 2013, 2014b).

utfallet. Vattenfalls planer på att göra så för Ringhals 1 och 2, vilket annonserades i april 2015, är ett exempel. Slutligen, en ytterligare källa till osäkerhet är volymen på den framtida produktionen av vattenkraft (SOU, 2014).

Även om det, dessutom, finns förhoppningar om 60-årig teknisk livslängd för vissa kärnkraftverk (Vattenfall, 2013)¹⁵ är det klart att vi inom en inte avlägsen framtid, i termer av tid för nybyggnation av kraftproduktionskapacitet, riskerar att få ett större produktionsgap i Sverige, en risk som även har påtalats av IEA i dess utvärdering av den svenska energipolitiken.¹⁶ I ett dylikt läge blir vi tvingade att importera el från Nordpool-området, eller från andra delar av EU, vilka emellertid står inför ännu större utmaningar än vad vi gör (se 3.2.2 och 3.2.3).

3.2.2 Nordpoolområdet – åldrande kärnkraft och en del fossilt bränsle

I Norden¹⁷ var förbrukningen (produktion minus export plus import) av el 426 TWh 2001. Till 2010 hade förbrukningen ökat till 440 TWh (detta motsvarar en årlig ökning på 0,35 %) men 2012 var förbrukningen bara 430 TWh (vilket motsvarar en årlig ökning på 0,085 % sedan 2001) (Eurostat, 2014). Används båda dessa förändringstakter för att beräkna framtida förbrukning kommer denna att uppgå till 437-473 TWh år 2030 och 444-507 TWh år 2050. Detta betyder att ökningen till 2050 kan bli mellan 14 och 67 TWh.

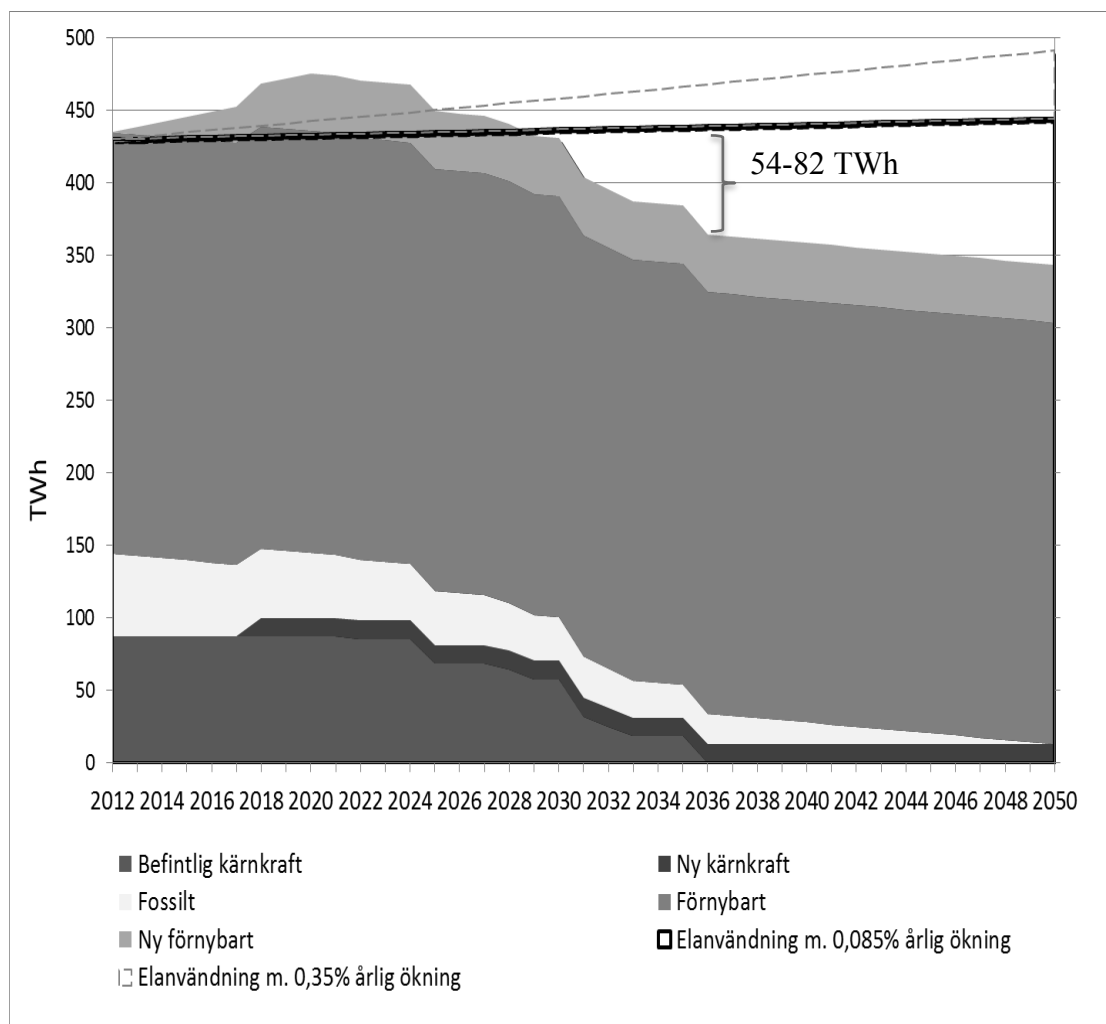
Fossila bränslen stod för 57 TWh och kärnkraften för 87 TWh 2012 (IEA, 2014). Sammantaget blir dessa två poster 144 TWh. Vid år 2050 antar vi att de nuvarande kärnkraftverken är ”pensionerade”, en del sedan länge, samt att fossilt bränsle fasats ut linjärt till denna tidpunkt. Adderar vi den förväntade ökningen i förbrukningen uppstår ett totalt behov av ny kapacitet som kan generera mellan 158 och 211 TWh år 2050. Fram till år 2020 förväntas ny kapacitet tillföras som genererar 53 TWh, varav 40 förnybart och 13 kärnkraft (Gustavsson, 2012). Kapacitet (förutom ersättningsinvesteringar) att producera ytterligare 105-157 TWh behöver således tillföras mellan 2020 och 2050.

¹⁵ Vid en 60-årig livslängd skjuts tidsperspektivet fram till 2040.

¹⁶ I samband med presentation av utvärderingen påtalade Maria van der Hoeven från IEA att Sverige måste bestämma sig för hur man vill göra med kärnkraften, så att vi är förberedda när de första reaktorerna stängs år 2022 (KTH, 2013).

¹⁷ Här räknar vi med Sverige, Norge, Danmark och Finland samt de baltiska staterna.

När i tiden denna omfattande kapacitet behöver vara tillgänglig beror främst på i vilken takt de nuvarande kärnkraftverken avvecklas. Om vi utgår från produktionssiffror för 2012, en elanvändning baserad på en årlig ökning med 0,085 % respektive 0,35 %, enligt ovan, och en 50-årig livslängd på kärnkraftverken, ökar kapacitetsbehovet marginellt till år 2030 (mellan 6 och 27 TWh) men kraftigt därefter; med så mycket som 54-82 TWh till år 2035 (Figur 4). Detta motsvarar produktionen i uppemot 6-7 kärnkraftverk som det finska som nu byggs i Olkiluoto. Även Nordpoolområdet riskerar således att få ett omfattande produktionsgap strax efter 2030. Detta gap är dock ringa jämfört med det som riskerar växa fram i EU som helhet.



Figur 4. Elanvändningen och elproduktionen i Nordpoolområdet, med antagande om livslängd på 50 år för kärnkraftverken

3.2.3 EU – mycket fossilt bränsle

I EU (inklusive Norge och Schweiz) var förbrukningen 3310 TWh år 2001 och denna ökade med 0,85 % per år och nådde 3560 TWh år 2010 (Eurostat, 2012). I EU Vision

2050 antas ökningen fortsätta ungefär på denna nivå (European Commission, 2011, tabell 26). Detta skulle ge en förbrukning på 4994 TWh år 2050, vilket innebär en ökning med 1434 TWh.¹⁸

Under 2009 stod fossilt för 1676 TWh och kärnkraft för 922 TWh vilket tillsammans blir 2598 TWh (IEA, 2012). Vid år 2050 antar vi att kraftverk med fossilt bränsle inte förekommer¹⁹ och att nästan alla²⁰ de nuvarande kärnkraftverken är ”pensionerade”. Adderar vi den förväntade ökningen i förbrukningen uppstår ett behov av ny kapacitet som kan generera 4017 TWh år 2050, vilket motsvarar cirka 80 % av förbrukningen. Fram till år 2020 beräknar de samlade National Renewable Energy Action Plans (NREAP) (exklusive Norge och Schweiz) att ökningen av förnybar produktion blir 578 TWh (Beurskens med flera, 2011, sid 263).²¹ Till detta får läggas den kärnkraftskapacitet som är under uppbyggnad på ca 4 GW (IAEA, 2013), vilket kan komma att producera cirka 30 TWh.²² Det återstår då ett behov av att bygga kapacitet för att leverera 3409 TWh fossilfri el år 2050.

I Vision 2050 har EU 6 scenarier. Genomsnittet för kärnkraftsproduktionen i fem ”*decarbonization scenarios*” är 527 TWh.²³ Om vi räknar med denna nivå på produktionen år 2050 (vilket innebär behov av 45 nya reaktorer med kapacitet att leverera 13 TWh var) blir produktionsgapet som måste fyllas med el från förnybara energikällor cirka 2900 TWh mellan åren 2020²⁴ och 2050, se Figur 5.²⁵ Här ligger en möjlig storleksordning på det förväntade produktionsgapet i EU, en storleksordning som

¹⁸ Energieffektiviseringar och ändrat beteende torde vara nödvändiga för att få ner denna siffra.

¹⁹ Om tekniken för koldioxidavskiljning och lagring (CCS) blir kommersiell kan detta antagande blir felaktigt. Kraftverk med CCS skulle kunna ge en behövlig baskraft i ett system dominerat av variabla kraftkällor.

²⁰ Vid 50 års livslängd blir produktionen 15,4 TWh år 2050.

²¹ 578 TWh är skillnaden mellan produktionen år 2010 och den förväntade produktionen år 2020.

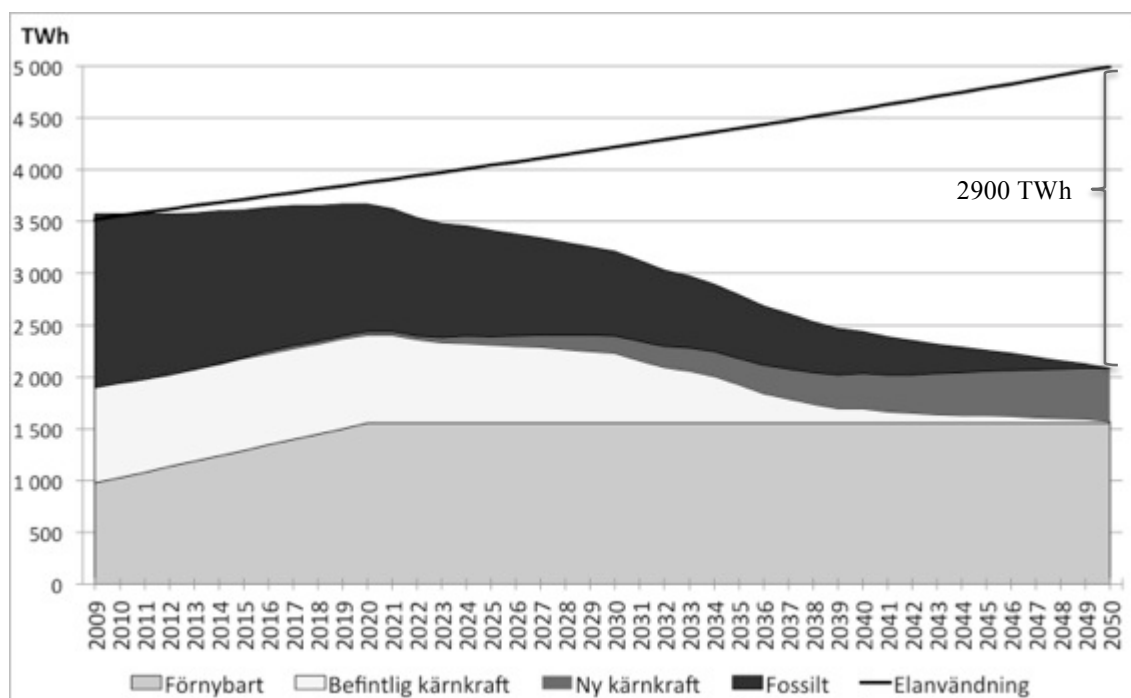
²² Enligt IAEA är det fyra reaktorer under byggnation i EU, Olkiluoto 3 i Finland på 1600 MW, Flamanville 3 i Frankrike på 1600 MW och Mochovce 3 och 4 (byggstart 1987) i Slovakien på 880 MW tillsammans, se Bilaga 9. Dessa fyra reaktorer skulle tillsammans kunna producera 32,6 TWh/år om man utgår från 8000 fullasttimmar.

²³ Tyskland och Schweiz har beslutat att avveckla kärnkraften. Tillsammans producerade de 163 TWh i kärnkraftverk 2009 (IEA, 2012).

²⁴ Här förutsätter vi att ökningen av den förnybara elproduktionen blir 578 TWh enligt olika NREAP.

²⁵ I ett senare referensscenario anges 924 TWh kärnkraftsel (European Commission, 2013)

inte ändras på ett avgörande sätt även vid en halvering av ökningen i förbrukningen (till 700 TWh 2050) eller vid en mindre utbyggnad av kärnkraften. Frågan om en utbyggnad av den havsbaserade vindkraften i Sverige måste därför ses även i detta större sammanhang, vilket är helt i linje med EUs vision om en energunion (Baylan, 2015).



Figur 5. Elanvändningen och elproduktionen i EU, inklusive Norge och Schweiz, med antagande om livslängd på 50 år för kärnkraftverken

3.3 Industriell utveckling

En utbyggnad skall inte tolkas som att Sverige skall vara ”*världens samvete*” utan istället att den skapar nya affärsmöjligheter. Det finns två skäl för detta. Det första är att mycket tyder på att Sverige har möjlighet att bygga havsbaserad vindkraft till lägre kostnad än i Nordsjön då Östersjön erbjuder inte enbart goda och stabila vindar utan även mindre vågor, lägre salthalt och en bättre tillgänglighet än för många Nordsjöprojekt. Med vad som kallas ”*innanhavsteknik*” argumenteras det för att kostnaderna kan reduceras med 25-30% i jämförelse med projekt i Nordsjön (Malmberg, 2012, Ohlsson, 2012).²⁶ Med den stora potentialen kan vi därför förvänta

²⁶ Detta betyder inte att alla anläggningar i Östersjön har lägre kostnad än alla anläggningar i Nordsjön. Till exempel kan Nordsjöanläggningar klustras vilket gör att de kan dra nytta av gemensam infrastruktur. Det finns emellertid ett stort intresse för innanhavsteknik och för investeringar i havsbaserad vindkraft i Norden (San Miguel, med flera, 2013).

oss att Sverige kan bli en inte bara omfattande utan även *kostnadseffektiv* exportör av el.²⁷

Inmatningstarifferna (den av staten beslutade ersättning som kraftbolag får från och med parkens igångsättande) i Storbritannien stärker denna förväntan (DECC, 2013).

Inledningsvis (2014/2015, 2015/2016) fastslås dessa till 15,5 pence/kWh (cirka 170 öre/kWh)²⁸ för att därefter sjunka till 15,0 pence/kWh (165 öre/kWh) 2016/17 och till 14,0 pence/kWh (154 öre/kWh) (2017/2018, 2018/2019). Ersättning ges för 15 år och om vi antar i) en livslängd på 20 år och ii) elpris på 4,6 pence/kWh²⁹ för år 16-20 blir den genomsnittliga intäkten 12,8 pence/kWh eller cirka 141 öre/kWh (se Bilaga 6, tabell 3, exempel 1). I Tyskland är ersättningen lite lägre (se Bilaga 6, tabell 3, exempel 2). Med antagande om ett elpris på 4,8 eurocents/kWh erhålls en genomsnittersättning på 11,9 eurocents/kWh, eller 113 öre/kWh.³⁰

Med syfte att göra en bedömning av storleksordningen på kostnadsfördelen i Östersjön har produktionskostnaden för el beräknats med hjälp av Elforsks (2014) beräkningsmodell med data hämtad främst³¹ från 4C Offshore (2014) samt LORC (2014) (se Figur 6). Data är tagna från anläggningar som är tillståndsgivna, är under byggnation och som är byggda, vilket framgår i figuren. Data redovisas för Nordsjöanläggningar i Storbritannien och Tyskland samt för Östersjöanläggningar i Sverige, Danmark och Finland. För två av Östersjöprojekten redovisas även produktionskostnaden om kraftbolaget undantas från kravet att betala för elanslutningen (markeras med svart).³²

²⁷ Även THEMA (2013: 8, 23) argumenterar för detta: "Nordic offshore wind could provide an opportunity for meeting the RES targets of other European countries in a more cost efficient manner... Due to good wind resources, shallow waters and close distance to shore, many Nordic offshore wind parks figure well in the cost curve of all realizable offshore wind projects in the EU."

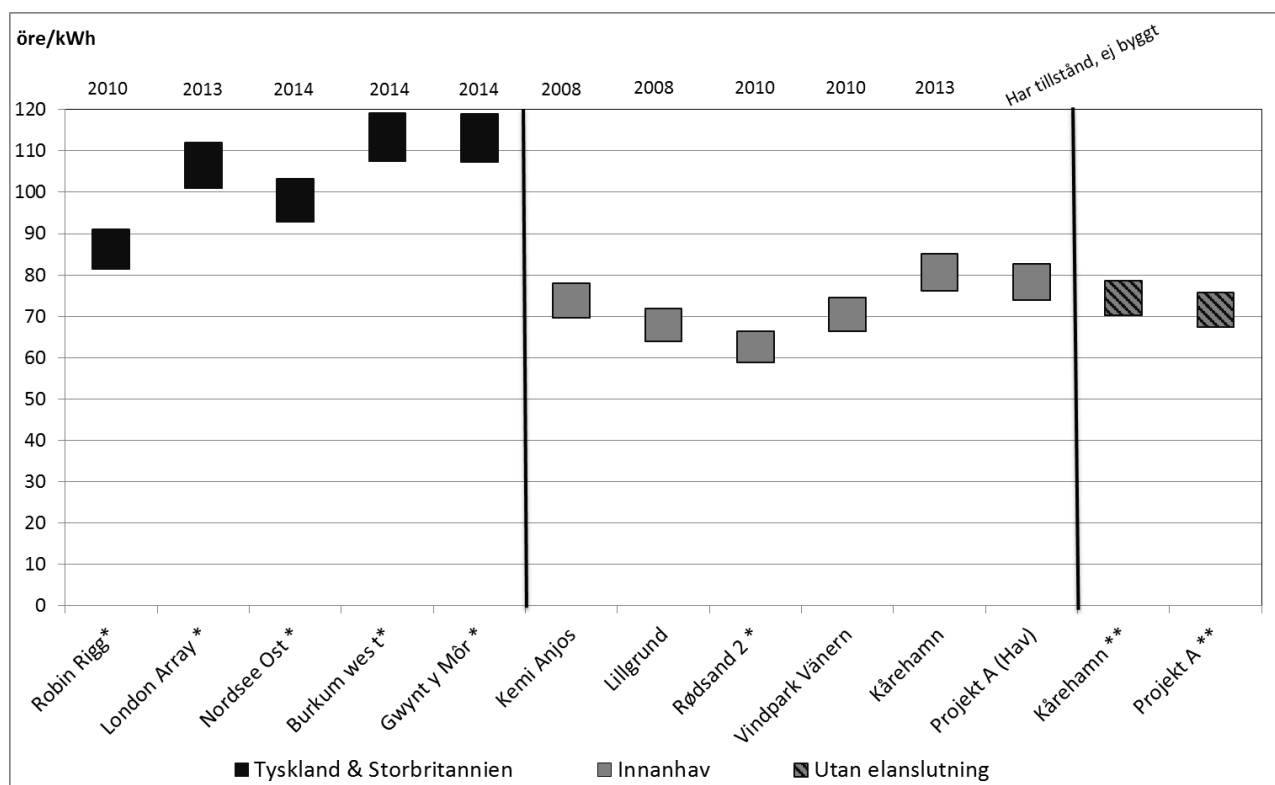
²⁸ Den använda växelkursen är 11 kronor.

²⁹ Den historiska utvecklingen av elpriset i Storbritannien och Tyskland finns beskrivet i Bilaga 6. I denna kalkyl har vi använt oss av elpriserna i Storbritannien (APX Group 2013) och Tyskland (EEX 2013) som är genomsnittet för åren 2010 och 2011.

³⁰ Den använda växelkursen är 9,50 kronor.

³¹ Undantaget är Projekt A där underlag är sekretesskyddat material från intervju med projektör.

³² Beräkningen har gjorts utan skatter, avgifter och bidrag enligt annuitetsmetoden med följande förutsättningar: Real kalkylränta: 6-7%, Ekonomisk livslängd: 20 år, Växelkurs: 11 SEK/£ samt 9,5 SEK/€, Drift och underhåll: 15-20 öre/kWh.



Figur 6: Produktionskostnaden för olika havsbaserad vindkraftsanläggningar i Europa. I projekt markerade med * ingår inte kostnaden för elanslutning och för anläggningar markerade med ** har investeringskostnaden reducerats med elanslutningskostnaden. För mer detaljer se bilaga 5.

Beräkningarna visar att anläggningarna i ”Innanhav”, d.v.s. Östersjön, har en lägre produktionskostnad år 2014 än anläggningarna i Nordsjön: 60–85 öre/kWh³³ respektive 80–120 öre/kWh. Nordsjöanläggningarna och de danska anläggningarna betalar dessutom inte elanslutningskostnader.³⁴ Utesluts dessa ur kalkylen skulle kostnaden i Sverige minska med 4,5–7,2 öre/kWh och innanhavsanläggningar får då en ännu större

³³ Energimyndigheten (2014a) redovisar en genomsnittligt uppskattad kostnad på 100 öre/kWh för svenska projekt. Skillnaden i produktionskostnaden kan till stor del förklaras av att de använder 10 % kalkylränta medan beräkningen i detta kapitel bygger på en ränta på 6-7%. THEMA (2013) gör en analys av fem olika typfall av havsbaserad vindkraft i Norden (200 MW) med antagande av 25 års livslängd och 10 % kalkylränta. För Sveriges del anges produktionskostnaden till 78 eurocents/kWh utan elanslutningskostnader och 93 eurocents/kWh med elanslutning.

³⁴ För ”near-shore” anläggningar betalar numera investerare i Danmark kabelkostnader till anslutningspunkten (Stabell, 2015).

kostnadsfördel.³⁵ Ytterligare utveckling av kostnadsfördelen kräver dock att ”innanhavstekniken” utvecklas vidare (se avsnitt 4.7).

Det andra skälet är att en större utbyggnad av den havsbaserade vindkraften skulle bidra till skapandet av nya affärsmöjligheter inom tillverkningsindustrin och till den anslutna tjänsteföretag. Den skulle ge en hemmamarknad för företag som stärker deras möjligheter att ta del av den oerhört stora marknad som förväntas växa fram i EU och övriga världen - att uppnå ett mål på 44 GW till år 2020 i EU beräknas krävas investeringar på 130-140 miljarder Euro (KPMG, 2010; Rabobank, 2011). Då Sverige har en stark verkstadsindustri och en tung ingenjörstradition torde en dylik marknad kunna utgöra en tillväxtmöjlighet även om vi generellt sett ligger efter de ledande länderna Danmark och Tyskland i industriell utveckling i detta område. Det finns olika källor till en sådan tillväxt:

- (i) De företag som redan har en närvaro i industrin, bland annat inom kraftöverföring (ABB) och komponenter (SKF och DIAB).³⁶
- (ii) En större hemmamarknad skulle underlätta för företag med relaterad kompetens att diversifiera mot havsbaserad vindkraft och därmed utveckla näringar som stålindustrin, betongindustrin (Peab, NCC och Skanska), sjöfart och hamnar. Den skulle även underlätta för nya teknikbaserade företag, som Hexicon, HM Power, Falkung Environmental Energy och SeaTwirl Energy Systems att etablera sig och växa.³⁷
- (iii) Den europeiska havsbaserade vindkraftsindustrin inriktar sig på att utveckla den teknik som är lämplig för Nordsjöns svårare förhållanden. En tidig svensk hemmamarknad för ”innanhavsteknik” skulle kunna ge företag i Sverige en möjlighet till att utveckla nya lösningar som även kan säljas på en internationell marknad, särskilt till andra Östersjöländer. Detta inkluderar kanske turbiner som optimeras för de vindförhållanden som finns i Östersjön (Malmberg, 2012).

³⁵ Energimyndigheten (2014a) uppmärksammar kostnadsfördelarna och potentialen i Östersjön, något som både f.d. IT- och energiminister Hatt med flera (2014) och energiminister Baylan (2015) tar fasta på.

³⁶ Dessa företag är enbart exempel på företag som redan är engagerade i industrin.

³⁷ Sannolikt skulle även utländska företag kunna lockas till Sverige, med nya arbetstillfällen som följd.

- (iv) Företag med marin kompetens, exempelvis GVA, skulle kunna få utväxling på denna genom att utveckla flytande vindkraftverk, vilka kan vara av särskilt värde på Östersjön med dess ibland svårare bottenförhållande.³⁸

3.4 Kostnads- och variabilitetsproblematiken

Det finns dock även argument mot en utbyggnad av den havsbaserade vindkraften. Dessa berör den direkta kostnaden för att producera havsvind och den ”systemkostnad” som förknippas med en stor utbyggnad av variabel elproduktion. Basindustrins organisation SKGS är tveksam till storskalig utbyggnad av vindkraften (både till lands och till havs) med hänvisning till både kostnadseffektivitet och leveransosäkerhet hos en väderberoende teknik (Palm, 2014). Medan en del vindkraft ses som ett positivt inslag i energisystemet (Palm, 2014a) menar Johansson och Palm (2014) att alternativen till dagens kärnkraftverk är nya kärnkraftverk och gaskraftverk.

Ifrågasättande av värdet av en storskalig utbyggnad av vindkraften har förstärkts genom den intensiva debatten av den tyska ”Energiewende” (omställningen av det tyska energisystemet), där diskursen betonar den förnybara elens brist på ”affordability” – ett i EU allmänt förekommande begrepp. Ett exempel på hur den tyska debatten har gett eko i Sverige är när näringsutskottets f.d. ordförande, Mats Odell (2014), länkar den tyska vindkraftspolitiken till privata konsumenters höga elpris (28 eurocents).³⁹ I denna europeiska debatt ses vindkraften som en högkostnadsteknik som dessutom, vid en omfattande spridning, orsakar systemkostnader (och osäkerhet) genom sin variabilitet.

Det finns dock tre källor till osäkerhet huruvida denna bild speglar verkligheten. För det första, debattens fokus är konsumentkostnad och inte samhällsekonomisk kostnad, där den senare även omfattar negativa externa effekter och subventioner genom statsbudgeten. Negativa externa effekter är kostnader som elproducent/konsument skapar för tredje part utan att dessa återspeglas i priset, till exempel lungsjukdomar som

³⁸ Nya arbetstillfällen skulle även uppstå inom drift och underhåll och arbetstillfällen inom existerande företag, till exempel i pappers- och massaindustrin, skulle inte hotas av att ett produktionsgap uppstår på el med därtill hörande höga priser.

³⁹ Det är dock enkelt att visa att merkostnaden är låg – mindre än 0.3 Eurocents/kWh. 2012 producerade vindkraften 51 TWh (AGEB, 2013) och erhöll 8.8 eurocents/kWh i ersättning (Kuechler and Meyer, 2012, tabell 8). Spotpriset var 5.4 eurocents/kWh (Kuechler and Meyer, 2012). Extrakostnaden för vindkraften blir då 3.4 eurocents gånger 51 TWh vilket blir 1734 miljoner EUR. Den totala elförbrukningen var 607 TWh (AGEB, 2013). Om vi slår ut merkostnaden på denna förbrukning blir extrakostnaden 0.29 eurocents/kWh.

uppstår vid luftföroreningar och kostnader förknippade med förändrat klimat. Dessa kostnader bedöms som omfattande. Till exempel uppskattar den tyska statliga myndigheten UBA (2012) kolkraftens externa kostnader till 9-11 eurocents/kWh medan Alberici med flera (2014, Tabell A3-8) ligger enbart något lägre.⁴⁰

För det andra, den svenska debatten präglas av en förvirring om kärnkraftens kostnader och hur den förhåller sig till vindkraftens. Längre hävdades det att kärnkraftens privata (kraftbolagens) kostnader var väsentligt lägre än vindkraftens (Elforsk, 2011; SKGS, 2010). Det hävdas ibland fortfarande (Ramböll, 2013) men det är svårt att finna belägg för detta eftersom få verk har byggts i OECD-länderna under 2000-talet.

En överenskommelse gjordes emellertid 2013 mellan den engelska regeringen och det franska bolaget EDF om en inmatningstarriff (strike-price) på 92,5 pund/MWh (drygt 1 krona/ kWh) i 35 år för el från en ny kärnkraftsanläggning i Hinkley Point. Då inmatningstarrifferna är generellt mycket höga i Storbritannien har kanske EDF lyckades göra en bra förhandling (McKerron, 2013; Palm, 2014). Det kan dock vara så att kostnaden ligger på denna nivå, eller strax under. Det finns därför en stor osäkerhet i vad ny kärnkraft skulle kosta i förhållande till ”innanhavsteknik” (jämför kostnaderna med de i Figur 6).⁴¹

Till dessa kostnader för anläggningen i Hinkley Point ska dessutom subventioner läggas i form av lånegarantier (vilka minskar räntekostnaden) och begränsat ansvar vid olycka (McKerron, 2013). I Sverige är kraftbolagets ansvar maximerat till 1,2 miljarder euro och Palm (2014) menar att ett tak på skadeansvaret bör finnas för ”... att el är en samhällsnytta och... det är rimligt att även staten tar ett ansvar”. Staten absorberar således risker förknippade med kärnkraften, vilket utgör en subvention. Även kostnader för subventioner i samband med stängning och nedmontering av kraftverk och andra anläggningar behöver inkluderas. Sellafield i England, till exempel, beräknas kosta skattebetalarna 70 miljarder pund (Economist, 2014). De samhällsekonomiska kostnadernas storlek är således högre men det är okänt på vilken nivå de ligger, vilket även gäller för den havsbaserade vindkraften.

⁴⁰ Se även Moore och Diaz (2015).

⁴¹ Elforsk (2014) menar att kostnaden för landvind nu är lägre än för kärnkraft medan havsvind fortfarande är något kostsammare.

För det tredje, en fullständig kostnadsanalys omfattar systemkostnader för teknologier med särskilt variabel produktion, som vindkraft. Det finns omfattande forskning (Holttinen m.fl., 2013; Svenska Kraftnät, 2013) och en politisk debatt (Söder, 2013, Palm, 2014a) som kretsar kring de systemkostnader och risker som en stor utbyggnad av variabla kraftkällor medför. När dessa ökar sin andel av den årliga produktionen ställs krav på hög flexibilitet i övriga delar av energisystemet (SOU 2014:84). En distinktion görs mellan reglerresurser och reserver och hur mycket av dessa som behövs beror på vindkraftens variabilitet, d.v.s. hur mycket den aggregerade vindkraftsproduktionen varierar på systemnivå (Svenska Kraftnät, 2013).

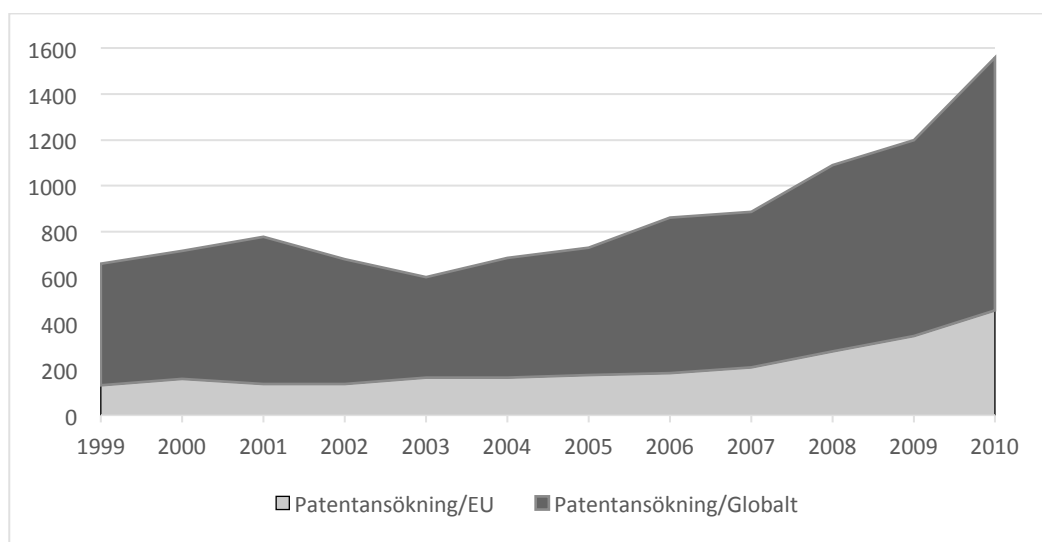
Med en svensk systemavgränsning menar Söder (2013) att det inte finns oöverstigliga hinder för kraftsystemets balansering vid 55-60 TWh/år från vind-och solkraft i Sverige, mycket beroende på vattenkraftens reglerförmåga.⁴² Han understryker dock att detta inte är detsamma som att frågan är trivial eller att det inte finns några utmaningar. Söder (2014) förklarar att 55-60 TWh inte är omöjligt men att det inte bevisats på grund av att han antog perfekta prognoser och tog inte hänsyn till de flaskhalsar som finns i överföringskapaciteten inom Sverige.

Storleksordningen på variabilitetsutmaningen (och därmed utmaningen för vindkraftens legitimitet) beror inte bara på omfattningen av den variabla produktionen utan även på systemavgränsningen. Holttinen m.fl. (2013) argumenterar för att det finns en utjämningsseffekt när gränsen vidgas. En svensk systemavgränsning är därför för snäv. Genom att Sverige är med i Nordpool måste dessutom frågan ses ur ett nordiskt perspektiv. Svenska Kraftnät (2013, s. 99) poängterar "... att balanshållningen är en nordisk fråga och det krävs en gemensam insats av de nordiska TSO:erna för att få hela bilden klar av hur vindkraften kommer att påverka driften av det nordiska kraftsystemet." Svenska Kraftnät rekommenderar därför att frågan om nya reserver bör diskuteras på nordisk nivå.⁴³

⁴² I News from Vattenfall (2015, sid 3) står det att läsa att "Ur tekniskt hänseende är det till och med möjligt att ha ett system med ungefär 45 % vind-och solkraft, 45 % vattenkraft och 10 % gas. Undersökningar pågår för att avgöra om det går att minska andelen gas ännu mer." Söder (2014) menar dessutom att kostnaden för att täcka effektbehovet genom gaskraft är låg.

⁴³ Samtidigt kan en kraftig utbyggnad av variabel elproduktion i övriga delar av norra Europa leda till att stora krav ställs på utbyggnaden av elnätet och på utvecklingen av smarta nät för att säkra balanshållningen (SOU 2014:84).

Det finns ett antal olika tekniska lösningar (förutom vattenkraft) för att hantera variabilitetsproblemet, givet en viss systemavgränsning (Göransson, 2014; SOU 2014:84). Gaskraftverk nämns ofta och dessa kan drivas med biogas istället för naturgas – genom elektrifiering av tunga fordon som bussar kan biogas frigöras för elproduktion (Magnusson och Berggren, 2014). Förgasad biomassa, som kan användas till både drivmedelsproduktion och kraft/värme-produktion, är ett framväxande alternativ liksom vätgas och bränsleceller. Reglermarknaden kan stärkas genom att inkorporera förbrukningsbud och smarta elnät kan på sikt komma att påverka hushållens elförbrukning. Vidare är patenteringen inom energilagring snabbt växande och antalet sökta patent i EPO ökade kraftfullt under förra decenniet (Figur 7).



Figur 7. Antal patentansökningar inom energilagring till EPO från EU länder och totalt, 1999-2010. Källa: Bearbetning av OECD.Stat Extracts.

Det finns således ett antal åtgärder som kan vidtas för att hantera variabilitetsfrågan men arbetet med att utveckla specifika lösningar på olika nivåer är i sin linda och det är oklart vad systemkostnaderna hamnar på.⁴⁴

Sammanfattningsvis finns det stora osäkerheter i bilden av vindkraften som en högkostnadsteknik, som vid en omfattande spridning orsakar ökade systemkostnader

⁴⁴ Det finns även frågetecken om vattenkraftens användning som reglerkraft i Norden eftersom den kommer att efterfrågas i högre utsträckning i övriga delar av Europa i takt med att den variabla elproduktionen ökar.

(och leveransosäkerhet) genom sin variabilitet. Samtidigt finns det en legitim oro från den elintensiva industrin om elpriset och hur variabilitetsproblematiken ska hanteras, samt till vilken kostnad.

Det är därför angeläget att genomföra en grundlig analys av elsystemet 2030-35 och framöver med syfte att påvisa hur ett stabilt elsystem med konkurrenskraftiga priser kan se ut. Analysen får inte vara en partsinlägga utan bör genomföras av en grupp med representanter från olika delar av samhället. Analysen bör omfatta enskilda produktionsteknikers kostnadsnivå (inklusive den samhällsekonomiska), förväntade lärlkurvor (hur kostnaden minskar med ackumulerad produktion), behov av regler- och reservkraft samt lösningar för att öka elsystemets flexibilitet och kostnader för detta. Även de industriella tillväxtmöjligheter som dessa lösningar skapar bör analyseras. Analysgruppen inkluderar lämpligtvis nordiska och andra EU medlemmar då det är av vikt att utveckla en strategi för att hantera vindkraftens variabilitet på (minst) Nordpoolbasis. En del av denna strategi kunde vara att staten absorberar risken för effektbrist genom att utöka reserven med t.ex. biogaskraftverk – som Svenska Kraftnät (2013, 38) argumenterar: ”eftersom medverkan i reglerkraftmarknaden idag är frivillig, kan det vara motiverat att utreda om driftsäkerheten äventyras när behovet av manuella reglerresurser... ökar”.

3.5 Havsbaserad vindkraft - ett attraktivt investeringsalternativ

Havsbaserad vindkraft har en mycket stor potential i Sverige och det finns goda skäl till överväga att bygga ut den. Till skillnad från Naturvårdsverket (2012) uppmärksammar vi risken att det uppstår ett produktionsgap inte bara i Sverige utan även i Nordpoolområdet och, allra viktigast, i EU som helhet. De stora volymer el som det rör sig om kräver omfattande investeringar i ny kapacitet under de närmaste årtiondena. Ur ett klimatperspektiv är kol och gas uteslutet, så länge det inte finns en utvecklad CCS-teknik eller om biogas, alternativt förgasad biomassa, används. Ny kärnkraft får byggas i Sverige, men det är endast Vattenfall som har antytt att de överväger detta och i EU som helhet är kärnkraftens framtid mycket osäker.⁴⁵ Ny kärnkraft kan emellertid inte uteslutas och därför utgick vi ifrån 527 TWh ny kärnkraft i EU för tiden fram till 2050, se kapitel 3.2.3.

⁴⁵ Vattenfall understryker osäkerheten i frågan och den långa tidshorisont som gäller (Sveriges Radio, 2013). E.ON har dragit sig ur projekt i både England och Finland (E.ON, 2012) och i EU byggs för närvarande endast två större kärnkraftverk.

Om fossila bränslen utesluts och ny kärnkraft kommer att ligga kring 500 TWh är en omfattande utbyggnad av tekniker som använder förnybara energikällor nödvändig för att fylla produktionsgapen. Sverige är gynnat med avseende på potentialen för både biokraft och landbaserad vindkraft, vilka båda är billigare än havsvind. Svensk Vindenergis (2015) prognos för 2018 ligger på 19TWh och en tillståndsgiven kapacitet på 6200 MW ger en stor ytterligare tillväxtpotential.⁴⁶ Trots detta är det inte orimligt att föreställa sig att havsvind kan behövas som komplement för att fylla det svenska produktionsgapet.⁴⁷

För Sveriges del kan kärnkraftens ”pensionering” på sikt innebära ett bortfall av 65-70 TWh (bilaga 3). Vi utgår från att cirka 55 TWh av dessa kan behöva ersättas för att säkra tillförseln (exporten idag är stor). Om vi för åren strax efter 2030 antar en dubbling av Energimyndighetens (2014) långtidsprognos för (land) vind 2030 till 34 TWh (från 11.5 TWh år 2014)⁴⁸ och en ökning av biokraftens produktion till, säg, 25 TWh (från 13.3 TWh 2014) skapas en ny kapacitet att producera 34 TWh. Om vi dessutom antar att den havsbaserade vindkraften producerar 30 TWh 2035, varav 20 TWh exporteras, återstår ett behov av en ny kapacitet att producera ytterligare 11 TWh. Således, även med dessa ambitiösa antagande om tillväxt räcker inte denna till för att helt ersätta kärnkraften.

För EUs del är behovet av en utbyggnad av havsbaserad vindkraft ännu tydligare och häri ligger det starkaste motivet för att bygga ut havsbaserad vindkraft i Sverige. Trots att landbaserad vindkraft, solkraft och andra tekniker (förutom havsbaserad vindkraft) för att producera förnybar el förväntas leverera så mycket som 2400 TWh år 2050 anses det inte räcka för att fylla produktionsgapet i EU. De cirka 820 TWh som den

⁴⁶ Även Energimyndigheten (2014a) pekar på den stora potentialen för billig landbaserad vindkraft. För att denna skall förverkligas krävs dock antingen en höjd ambition för elcertifikatsystemet eller en väl fungerande handel med utsläppsrättigheter som höjer elpriset generellt.

⁴⁷ Andra argument för att bygga ut den havsbaserade vindkraften som komplement till övriga tekniker är a) vid lokalisering i elområde 4 kan kostnader minska för att stärka stamnätet, b) färre konflikter kan förväntas och c) bättre vindförhållande kan minska behovet av balanskraft. Vidare är det väsentligt att se på frågan ur ett långsiktigt perspektiv där ny teknik tar lång tid att industrialiseras och genomgå ett lärande som sänker kostnaderna för framtida konsumenter, både i Sverige och i övriga EU.

⁴⁸ Energimyndigheten (2015) ger data för eltillförseln 2014.

havsbaserade vindkraften förväntas leverera år 2050 utgör därför ett viktigt **komplement** som bedöms stå för 17 % av den förväntade elproduktionen (European Commission, 2011).⁴⁹ Det är värt att understryka att dessa beräkningar utgör genomsnittet för fem ”decarbonization scenarios” och att i dessa scenarier antas det att i genomsnitt cirka 1000TWh fossil el produceras. Om målsättningen är att ha ett helt koldioxidfritt elsystem kan 820 TWh havsvindel därför komma att bli för lite.

En utbyggd havsbaserad vindkraft kan därför, tillsammans med andra tekniker, bidra till att säkerställa att Sverige, och det större Nordpoolområdet, har ett kraftsystem som kan leverera tillräckligt med el när kärnkraftverken så småningom läggs ner.⁵⁰ Att säkra eltillförseln är av mycket stor vikt, inte minst för den nordiska elintensiva industrin. Potentialen är så stor att Sverige även kan ge ett väsentligt bidrag till att klara EU:s klimatmål genom att fylla en mindre del av det omfattande produktionsgap som riskerar växa fram, vilket torde vara huvudargumentet för en svensk utbyggnad. Slutligen, en utbyggnad kan förväntas leda till en industriell utveckling hos inte bara kraftbolagen, som kan utnyttja den komparativa fördel som finns vid elproduktion i Östersjön, utan även i andra delar av värdekedjan. Samtidigt är det av stor vikt att den elintensiva industrins legitima krav på en säker tillförsel av el, till rimliga priser, uppfylls.

Behovet av att påbörja investeringar redan nu, i en tid med exportöverskott av el och där vi med råge uppnår EUs direktiv för 2020, beror främst på den långa tidskalan för en omfattande utbyggnad.⁵¹ Flera pågående större projekt i svenskt vatten förväntas ta cirka 15 år från första idén till färdigställande (Blekinge Offshore, Stora Midsjöbanken) och San Miguel m.fl. (2013), Norling (2013) och Ohlsson (2013) understryker de långa ledtiderna i förverkligandet av enskilda nya projekt – runt 9 till 14 år.⁵²

⁴⁹ Vi antar att kapacitetsfaktorn är 40 % för havsbaserad vindkraft. Se European Commission (2011), tabell 26 och 27 för data i de olika scenarierna.

⁵⁰ Elbehovets storlek kan naturligtvis även påverkas av olika insatser för att öka energieffektiviseringen samt minska den totala elkonsumtionen.

⁵¹ Detta synes gälla även nya kärnkraftverk. För kärnkraftsreaktorn i Olkiluoto i Finland påbörjades prövningen av miljöeffekter redan 1998 (Energimyndigheten, 2010) och reaktorn beräknas vara klar först 2018.

⁵² E.ON (2011) pekar på upp till 10 års ledtid. En komplicerande faktor är att investerare kanske väntar med att söka koncession för transmissionskabeln tills det att tillstånd erhållits för parken. Då väntetiden för en ny kabel kan uppgå till 5 år kan ledtiden förlängas ytterligare (San Miguel med flera, 2013).

Medan snabbare tillståndsprocesser (se 4.2) kan minska dessa ledtider är det sannolikt att en snabb uppskalning i kapacitetssupplebygget leder till framväxt av olika flaskhalsar. Som nämndes ovan måste ett helt industriellt system, inklusive nya regelverk på olika områden, byggas upp för att möjliggöra en omfattande investeringsvolym. Flaskhalsar i form av, till exempel, brist på erfarna projektledare, specialskepp och transmissionsutrustning, är en del av framväxten av nya industriella system. För att hålla kostnaderna nere är det därför viktigt att säkerställa en *gradvis* ökning av investeringsnivån.

4 Hinder för utbyggnad av den havsbaserade vindkraften och behov av åtgärder för att överkomma dessa hinder

Det finns således starka skäl för att bygga ut den havsbaserade vindkraften i Sverige under de närmaste årtiondena. En utbyggnad stöter emellertid på ett antal hinder och som noterades i avsnitt 2 gör olika regeringarna i EU (främst Storbritannien, Tyskland och Danmark) insatser inom ett antal områden för att främja investeringar. I detta avsnitt diskuteras sju problemområden, av vilka enbart ett rör styrmedel för att skapa marknader. Vi bygger analysen främst på (i) erfarenheter från andra EU länder (Jacobsson och Karltorp, 2013), (ii) skriftligt material om Sverige/Östersjöregionen och (iii) intervjuer med investerare och myndigheter i Sverige. För varje problemområde avslutas analysen med en diskussion om lösningar på de identifierade utmaningarna. Dessa lösningar sammanfattas i avsnitt 5.

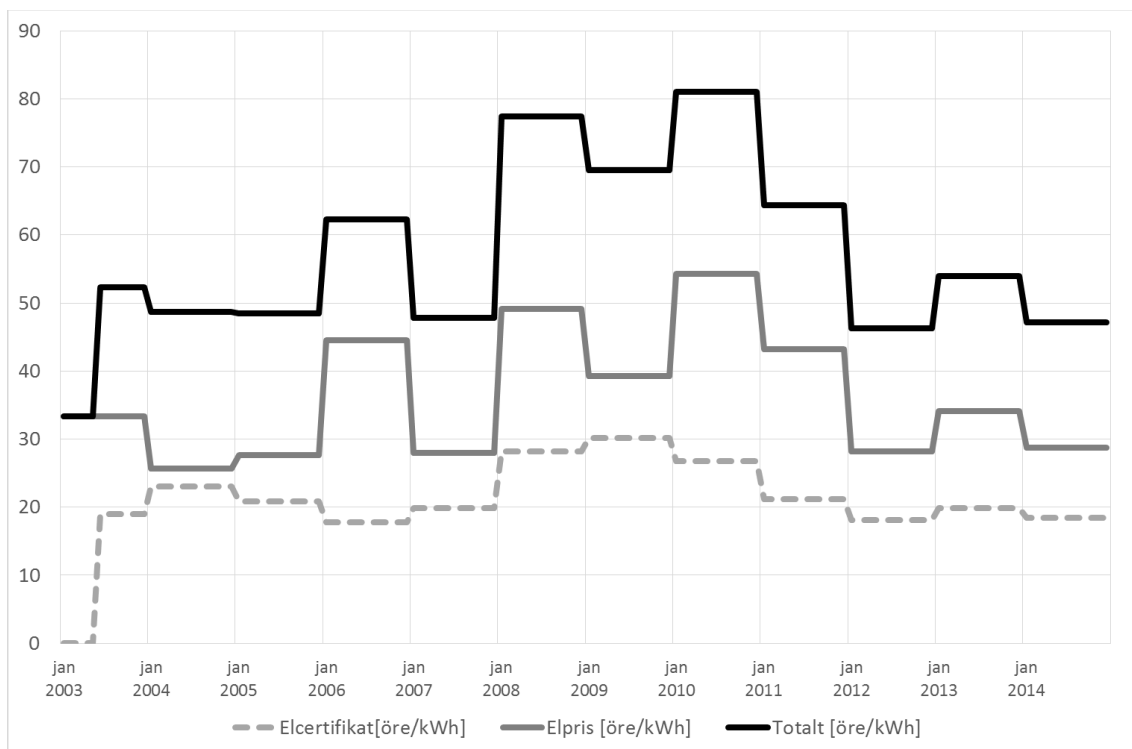
4.1 Styrmedel för marknadsutveckling

Detta avsnitt inleds med en förklaring till varför elcertifikatsystemet är otillräckligt som styrmedel varefter det följer en kort presentation av styrmedel som används i de ledande EU länderna.

Det svensk-norska elcertifikatsystemet är konstruerat med syftet att ge incitament för investeringar i de *idag* mest kostnadseffektiva teknikerna (landbaserad vindkraft och biobränsle kraftvärme). Fördelen med systemet är att det håller nere konsumentkostnaderna. Det finns emellertid nackdelar med elcertifikatsystemet vilka tydligt framträder i förhållande till havsbaserad vindkraft.

(i) Incitamenten är otillräckliga för havsbaserad vindkraft då den totala intäkten från försäljning av el och certifikat inte är tillräcklig för att täcka kostnaderna för havsbaserad vindkraft; kostnaden för denna kan ligga 50 % eller mer över landbaserad vindkraft (Malmberg, 2012; Elforsk, 2014; Holttinen, 2012; Energimyndigheten, 2014a).⁵³ Det är särskilt problematiskt då certifikatpriserna är låga samtidigt som elpriserna är låga. Den sammanlagda intäkten för elproducenterna från dessa två marknader sjönk, till exempel, från 80 öre/kWh år 2010 till mindre än 50 öre/kWh år 2014, se Figur 8.

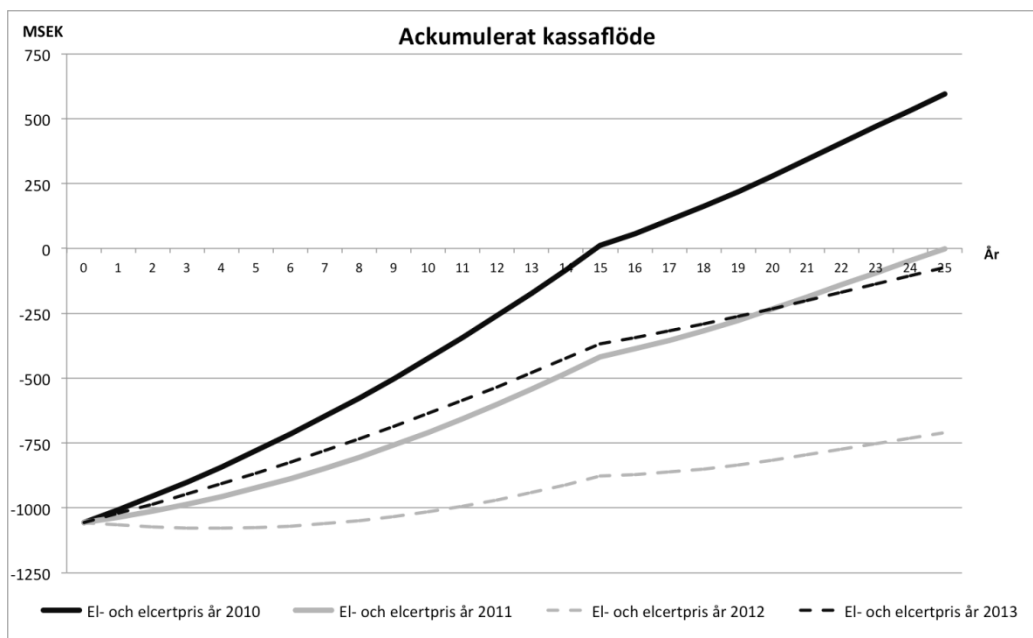
⁵³ Energimyndigheten (2014a) menar att kostnaden för havsvind kan vara 100 öre/kWh medan den ligger kring 55 öre för landvind (vid 10 % kalkylränta). Kostnaden är dock projektspecifik och varierar bland annat med avseende på kostnad för elanslutning och drift och underhåll (Nilsson och Svensson, 2013).



Figur 8. Utveckling av el- och certifikatpris 2003 till och med 2014. Källor: Elpris, Nordpool, prisområde 3 fr.o.m. november 2011. Elcertifikat, Cesar.

(ii) Den fluktuerande ersättningsnivån utgör en källa till osäkerhet och därmed ett hinder för investeringar, särskild med de långa ledtider som finns från investeringsbeslut till dess att anläggningen genererar intäkter (Nilsson och Svensson, 2013).⁵⁴ Figur 9 illustrerar denna osäkerhet genom att visa det ackumulerade kassaflödet som funktion av priserna på el och elcertifikat under 15 respektive 25 år för E.ONs park Kårehamn. Med de genomsnittspriser som var år 2010 har projektet återbetalats år 15 och genererat ett överskott på 590 MKr år 25. Används samma priser som år 2012 genereras istället ett underskott med 700 MKr år 25.

⁵⁴ Denna osäkerhet kan förväntas leda till högre kapitalkostnader än vid tillämpning av ett styrmedel som ger lägre osäkerhet.



Figur 9. Ackumulerat kassaflöde för E.ON:s park Kårehamn som funktion av genomsnittspriser på el och elcertifikat. Källor: Produktionskostnaden är tagen från Figur 5, elpris från Nordpool spot och elcertifikatpris från CESAR.

(iii) Det är ett kvotbaserat system och om kvoten är fylld sjunker priset på certifikaten och därmed företagens intäkter. En investering i en större havsbaserad vindkraftspark riskerar att fylla kvoten och därmed sänka priserna för *alla* investerare inom ramen för elcertifikatsystemet, inklusive för det företag som genomför investeringen.⁵⁵ En expansion av havsbaserad vindkraft skulle därför kräva en garanti för att kvoten höjs i takt med att produktionskapaciteten ökar. En politisk risk förknippas således med elcertifikatsystemet (Nilsson och Svensson, 2013).⁵⁶

⁵⁵ Blekinge Offshore räknar med en årlig produktion på 7,5 TWh och WPDs projekt Finngrundet (som fick avslag på sin ansökan om tillstånd) hade kapacitet att producera 5.5 TWh/år. Sedan den 1 januari 2012 har Sverige och Norge en gemensam marknad för elcertifikat. Syftet är att öka produktionen av förnybar el med 26,4 TWh till år 2020 jämfört med år 2012. Med en linjär utbyggnad motsvarar det 3,3 TWh/år i ökning. Ett stort havsbaserat projekt kan då uppta hela utrymmet och riskerar att kraftigt sänka priset på elcertifikat för alla projekt inom systemet, inklusive det egna projektet.

⁵⁶ Denna risk är särskilt uttalad i Sverige som förväntas ha relativt lätt att uppfylla framtida EU direktiv (till skillnad från exempelvis Storbritannien). Det är således svårt att arbeta med stora projekt inom ramen för certifikatsystemet (Ohlsson, 2013).

(iv) Om kvoten skulle höjas i takt med att den havsbaserade vindkraften byggs ut och denna är prisdrivande⁵⁷ för certifikaten innebär det att tidigare investeringar i tekniker med lägre kostnader kommer att erhålla ökade intäkter (övervinster), vilket höjer kostnaden för konsumenterna (Bergek och Jacobsson, 2010).

Det nuvarande elcertifikatsystemet är således mycket problematiskt som styrmedel om vi önskar bygga ut den havsbaserade vindkraften på ett kraftfullt sätt. Vi menar därför att ett styrmedel för havsbaserad vindkraft måste frikopplas från elcertifikatsystemet.⁵⁸ Att som Storbritannien införa dubbla certifikattilldelningar till havsbaserad vindkraft är därför inte att rekommendera.⁵⁹ Faktum är att britterna gick ifrån denna variant på certifikatsystem och införde ett system som liknar det tyska (se nedan). Ett särskilt havsbaserat certifikatsystem är en möjlighet. Nackdelen är dock svårigheten att fastställa meningsfulla kvoter givet de långa och osäkra ledtider som nu gäller för investeringar i havsbaserad vindkraft. En kvot skulle sannolikt bli onödigt försiktig givet dessa osäkerheter. Den politiska risken vid fylld kvot gäller dessutom för särskilda havsbaserade certifikat.

Andra styrmedel prövas i olika länder. Den tyska inmatningslagen ger en fast och teknik-specifik kostnadstäckande ersättning per kWh under ett antal år till investerare vilket minskar den ekonomiska risken. Ersättningsnivån ökar ju längre från land den havsbaserade vindkraftsparken ligger och särskilt goda villkor finns för tidiga investerare (*"sprinter bonus"*, se Bilaga 6)⁶⁰ vilka skapar olika slags läroeffekter som nästa generations investerare kan dra nytta av.⁶¹ Som nämndes införde Storbritannien ett

⁵⁷ Detta förutsätter att den landbaserade vindkraften eller biokraften inte kan expandera så fort att kvoten kan fyllas.

⁵⁸ Redan i utredningen om handel med elcertifikat (SOU, 2001) tydliggjordes bristerna med ett elcertifikatsystem med avseende på utvecklingen av ny teknik och utredaren såg ett behov att komplettera certifikatsystemet med ett separat teknikutvecklingsstöd där *"ett sådant område som kan komma ifråga för teknikutvecklingsstöd är havsbaserad vindkraft, där det finns en stor potential, men där produktionskostnader och förhållanden i övrigt är sådana att det kan krävas en period med stöd till teknikutveckling"* (SOU, 2001).

⁵⁹ Söderholm (2009) anför ytterligare argument mot denna lösning.

⁶⁰ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Tariffs, degression and sample calculations pursuant to the new Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) of 4 August 2011 ('EEG 2012').

⁶¹ Dessa kan vara av olika slag. Exempel på läroeffekter kan vara arbete med att utveckla standarder som förenklar för investerare; framväxt av specialiserade underleverantörer som sprider kunskap och tekniska lösningar till senare investerare och framtagning av tekniska lösningar som minskar kostnaderna, exempelvis lösningar för att hantera problem med isbildning. Tidiga investerare skapar således positiva externa effekter som gynnar senare investerare.

nytt regelverk där långsiktiga och politiskt bestämda så kallade ”*strike prices*” (inmatningstariffer) lades fast (Government of the United Kingdom, 2013). Till intäkterna som kommer från försäljning av el läggs en intäkt som är skillnaden mellan en inflationsskyddad inmatningstariff (som skall spegla genomsnittskostnaderna) och ett genomsnittligt marknadspris för el (s.k. referenspris). Denna extra ersättning ges under 15 år (DECC, 2013, se även Bilaga 6). Den politiskt bestämda ersättningsnivån synes nyligen ha omvandlats till en maximal ersättningsnivå och den faktiska bestäms genom ett upphandlingsförfarande. Två projekt upphandlades nyligen (tidigt 2015) på tillsammans 1162 MW där ersättningen per MWh blev 114 respektive 120 pund (DECC, 2015).

I Danmark finns en förenklad tillståndprocess och staten väljer ut platser för bygge av parker där hänsyn tas bland annat till miljöanalytiska resultat och närhet till internationella elnät. Till dessa platser upphandlar staten el och vinnaren erhåller en fast summa per kWh⁶² under ett antal fullastimmar, under cirka 12 år (BASREC, 2012).⁶³ Fördelarna ligger i att företagen utsätts för kostnadspress samtidigt som intäkterna blir garanterade för det företag som vinner anbudstävlingen. Riskerna är, bland annat, att företag bjuder för lågt och inte genomför investeringen eller att få bjuder vilket kan leda till höga priser. Den förra risken kan åtgärdas genom bötesföreläggande för det företag som vinner en anbudstävlan men som därefter inte investerar (San Miguel med flera, 2013). Nederländerna övergick nyligen till en modell som liknar den danska i det att staten a) väljer plats för en park och gör, bland annat, analyser av geoteknisk karaktär och av vindförhållandena; b) alla tillstånd hanteras i en och samma process och c) nätuppkoppling garanteras och vid problem kompenseras ägaren av vindkraftsparken (Moors, 2015).

4.1.1 Åtgärdsförslag

Innan ett åtgärdsförslag kan ges är det väsentligt att diskutera några industriella utvecklingsaspekter som bör påverka förslaget samt redovisa EU Kommissionens (2014) nya riktlinjer för stödprogram.

⁶² Investeraren erhåller skillnaden mellan det kontrakterade priset och spotpriset (BASREC, 2012)

⁶³ Stabell (2015) informerar om att även i Danmark har maximala strike prices införts för projekt som skall upphandlas under 2015-2016 (94 euro/kWh).

Tre industriella utvecklingsaspekter är av stor relevans. För det första, givet risken att ett större produktionsgap växer fram är det av synnerlig vikt att de styrmedel som används på ett *trovärdigt* sätt kan förväntas leda till investeringar som undanröjer denna risk. Det är därför väsentligt att utgå inte enbart från ett konsumentperspektiv utan även från ett investerarperspektiv. Dessa bör inte möta hög ekonomisk och politisk risk vilket bland annat innebär att spelreglerna måste vara stabila och långsiktiga (Deutsche Bank, 2011; Rubel med flera, 2013). Investerare (projektör och kraftbolag) möter även tekniska risker och dessa ställs mot förväntade intäkter vid en investeringsbedömning. I en tidig fas i en industris utveckling är dessa risker ofta stora. Tidiga investerare tar sig an dessa, går igenom en läroprocess och minskar riskerna (och kostnaderna) för kommande investerare.⁶⁴ Följaktligen bör tidiga investerare kunna kompenseras på intäktssidan.⁶⁵

För havsbaserad vindkraft (Karlton, 2013) finns risker med avseende på tekniken (som ännu inte är fullt utvecklad och prövad), leverantörsrisker (då industrin är relativt liten än så länge), byggrisker (då det är många leverantörer som måste koordineras), underhållsrisker (då besvärligt väder kan försvåra) och risker för sen uppkoppling till elnät. För projekt i Östersjön tillkommer en geoteknisk risk (i förhållande till Nordsjön) i det att bottenförhållanden är varierande och, ibland, svåra. Styrmedel i en tidig fas av en industris utveckling måste bidra till att skapa balans mellan den samlade riskbedömningen och den förväntade intäktssidan för att vara trovärdiga.

För det andra, styrmedlets påverkan på det tekniska lärandet är av särskilt stor betydelse då ”innanhavstekniken” behöver utvecklas och ett lärande ske i hela värdekedjan så att Östersjöparken behåller och utvecklar sin kostnadseffektivitet (se avsnitt 3.3). Ett dylikt lärande befrämjas av en stabil utveckling av marknaden (Söderholm, 2009).⁶⁶ För det tredje, en inhemsk industriell utvecklingsprocess som omfattar nya företag som

⁶⁴ Söderholm (2009) understryker betydelsen av lärande vars nytta spiller över till andra investerare.

⁶⁵ För differentierade produkter, som många konsumentprodukter (mobiltelefoner) och investeringsvaror (datorstyrda verktygsmaskiner) vilka ger vissa kunder stor nytta, kan leverantörer ta ut högre priser i början av teknikens spridning men denna naturliga nischmarknad är mycket liten för en i stort homogen produkt som el.

⁶⁶ Det befrämjas även av att nätverk utvecklas mellan företag (och mellan företag och akademi, se 4.7), som kan minska kostnaderna genom koordinering av verksamheter, såsom utveckling och användning av specialbyggda fartyg.

etablerar sig i värdekedjan ter sig mer sannolik om det finns tydliga mål som vägleder företag samt långsiktiga och stabila regelverk som skapar ett jämnt flöde av projekt.⁶⁷

I relation till dessa argument kan kanske upphandlingsinstrumentet ses som mindre attraktivt. Det finns olika skäl till det. Ett upphandlingsinstrument som betonar lägsta möjliga kostnad, med hårt pressade priser, kan få svårt att skapa trovärdighet rörande möjligheten att uppnå den balans som investerare kräver med avseende på den samlade riskbedömningen och den förväntade intäktssidan, även om den politiska risken kan hållas nere. Denna trovärdighet minskar ytterligare genom de långa och osäkra ledtiderna i tillståndsgivningen i Sverige (4.2) (till skillnad från Danmark) vilka innebär att företag blir tvungna att under en lång tid utveckla projekt, med förknippade höga kostnader, utan att veta att de kommer att ha ett tillstånd klart för att kunna bjuda vid en upphandling. Vidare, för att kunna lämna ett bindande bud efter erhållande av tillstånd måste investerare ibland genomföra omfattande geotekniska undersökningar vilka kan kosta åtskilliga miljoner (Bergqvist, 2013), samtidigt som intäkter inte är garanterade. Som nämndes ovan bidrar staten i Danmark och i Nederländerna till dessa kostnader som förberedelse för upphandlingsprocessen och staten garanterar dessutom uppkoppling till elnätet (vilket inte ännu görs i Sverige).

Sammantaget innebär upphandling höga initiala kostnader och mångfasetterade risker kombinerat med låga och osäkra intäkter för investerare. Det är därför tveksamt om en upphandlingslösning kommer att leda till mer omfattande investeringar - dessa riskerar helt enkelt att inte bli attraktiva, vilket är allvarligt för en industri som bedöms som strategisk och i vilken lärande bör prioriteras.⁶⁸ Ett upphandlingsförfarande innebär vidare att det riskerar att inte bli en stabilitet i marknadsutvecklingen vilket motverkar ett lärande i leverantörsledet.⁶⁹

EU Kommissionens (2014) nya riktlinjer för statsstöd lyfter emellertid fram upphandlingsinstrumentets fördel med att hålla kostnaderna nere vilket har bidragit till att Tyskland inför upphandling av havsvindel från och med 2021 (Meyer, 2015). Från 1.1.2016 krävs för alla **nya** stödsystem att elen säljs direkt på marknaden av

⁶⁷ Med en god volym på marknaden, och för enskilda projekt, kan dessutom olika former av skalfördelar uppnås.

⁶⁸ Om få företag bjuder kan dock intäkterna hållas uppe vilket är en svaghet ur ett upphandlingsperspektiv.

⁶⁹ Anbudsförfarande kan skapa cykler av stop-and-go vilket inte gynnar framväxt av en leverantörsindustri (Söderholm, 2009).

producenten och att stödet utgår i form av premium (som i Storbritannien och Danmark). Från och med den 1.1.2017 är huvudregeln att upphandlingen skall vara teknik-neutral, dvs. att alla producenter av el från förnybara energikällor (oberoende av tekniken som används) skall kunna delta i budgivningen.

Teknik-specifik upphandling kan ske undantagsvis, bland annat för att möjliggöra att en relativt ny tekniks utvecklingspotential tas tillvara på; när det finns behov av diversifiering eller för att komma runt begränsningar i elnätet (EU Kommissionen, 2014, sid 24-26). EU Kommissionen (2014) ger inte detaljer för under vilka specifika förutsättningar som undantag kan ges men menar att (European Commission, 2013a, para.116-127) tekniskspecifika stöd inte skall användas för tekniker som har en marknadsandel på mer än 1-3%. Vid en elproduktion i EU (och Norge, Schweiz) på cirka 3500TWh (avsnitt 3.2.3) motsvarar detta 35-105 TWh. 2014 producerades cirka 30 TWh havsvind och den förväntade produktionen är 140 TWh 2020. Detta innebär således att det är möjligt att tekniskspecifik upphandling för havsvind kan få svårigheter att godkännas.

Den spänning som finns mellan den politiska tyngdpunkten på upphandlingsinstrumentet och de tre industriella utvecklingsaspekterna leder till två handlingsalternativ.

Det ena är att införa en inmatningslag redan år 2015 som ger en garanterad och kostnadstäckande ersättning under ett begränsat antal år, med viss kompensation för tekniska och andra risker. Denna har fördelen att den skapar en balans mellan risker och intäkter och ett jämnt flöde av projekt vilket sannolikt skulle gynna den industriella- och ”innanhavsteknikens” utveckling. För att ha kontroll på investeringsvolymerna kan ett tak sättas för dessa i det att regelverket gäller enbart för tillståndsgivna projekt upp till en given ackumulerad kapacitet.⁷⁰ Kostnadsminskningar kan stimuleras genom en på förväg preciserad minskning av inmatningstarifferna för nya projekt, såsom sker i Tyskland. Denna minskning kan ske årligen eller som funktion av ackumulerad kapacitet eller produktion.

Att fastställa inmatningstarifferna är en grannliga uppgift som visserligen sker i både Tyskland och Storbritannien men som kräver tung kompetens och acceptans av

⁷⁰ I Tyskland har de tidigare målen ersatts av tak (caps). För 2020 finns ett tak på 6.5 GW och för 2030 är det 15 GW (Meyer, 2015).

tillfälliga ”övervinster”, även om sådana inte nödvändigtvis uppstår.⁷¹ Kostnaden är till del projektspecifik och mycket beroende av den räntesats som används. Enligt några bedömare (Elforsk, 2011; Malmberg, 2012) kan en tariff på 90-100 öre/kWh ligga i rätt härad vilket är en kostnadsbedömning som även stöds av Energimyndigheten (2014a).⁷² Med en insats som minskar räntan (se avsnitt 4.5.1) skulle tariffen kunna sänkas betydligt (se Figur 6 och 11). Detta innebär därför att statliga insatser som sänker räntan bör nog övervägas som komplement till styrmedel som formar marknader (se avsnitt 4.5).

Detta gäller även för det andra handlingsalternativet vilket är teknik-specifik upphandling (vilket dock måste godkännas av EU Kommissionen om den införs efter 2016). Fördelen med upphandling är att de billigaste projekten fokuseras. Konsumentkostnaden kan därför hållas nere vilket troligtvis gör det politiska beslutet att stödja havsvind lättare.⁷³ En första upphandling skulle kunna inriktas mot de företag som redan har tillstånd vilka tillsammans bedöms ha en produktionskapacitet på drygt 8TWh. Till skillnad från den danska modellen knyts således inte upphandlingen till ett specifikt havsområde. Som i Danmark kan bötesföreläggande införas för investerare som inte uppfyller kontrakt. Detta förslag liknar det som Svensk Vindenergi (2013a) förordar och innebär att Svenska Kraftnät får i uppgift att upphandla elen. Intäkterna garanteras för de som vinner anbudsförfarandet genom att ett fast pris erhålls, ett förfarande som minskar den ekonomiska risken. Denna första upphandling skulle fylla en viktig funktion genom att den snabbt⁷⁴ kan genomföras och därmed bidra till att

⁷¹ Vi får i detta sammanhang inte glömma att införandet av elcertifikatsystemet innebar en del kompromisser och att det är först nu, ett decennium senare, som ett system finns på plats som fungerar som det var tänkt. Fram till årsskiftet 2012/2013 var även anläggningar byggda innan elcertifikatsystemet införandes berättigade till stöd. Summerar vi produktionen och multiplicerar med elcertifikatpriset framkommer att systemet har omsatt 32,7 miljarder (Cesar, 2013). 25,2 av dessa har gått till anläggningar byggda innan systemet införandet. Resterande, ca 23 %, har gått till nya anläggningar (Energimyndigheten, 2013b), se bilaga 10. Sålunda, ”övervinster” är inte enbart förknippade med en inmatningslag. Som jämförelse kan nämnas att införandet av en modell som infördes i Storbritannien, med en ersättningsnivå på 100 öre/kWh för 4 TWh per år, skulle under tio år motsvara en merkostnad på 25 miljarder kronor d.v.s. samma kostnader som utgått till de gamla anläggningarna i elcertifikatsystemet.

⁷² Uträkningarna utgår från att kraftbolaget betalar kabelkostnaden. Om erfarenheter av anläggningar längre ut till havs anses önskvärda kan en särskild tariff gälla för dessa då de har en högre kostnad för anslutning. En sådan tariff bör även ta hänsyn till ökade kostnader för drift och underhåll.

⁷³ Om lärandet i värdekedjan skadas genom avsaknad av jämnt flöde av projekt etc. kan dock kostnaden för konsumenterna påverkas negativt.

⁷⁴ Då en del av tillstånden går ut snart behövs en snabb upphandling även för att skapa den konkurrens som anses önskvärd.

skapa en a) mångdimensionell läroprocess samt b) incitament för att börja hantera de övriga utmaningarna (som analyseras nedan).⁷⁵

För att försäkra att staten har en ambition att bygga ut den havsbaserade vindkraften (minskad osäkerhet är av mycket stor vikt för alla företag i värdekedjan), informeras samtidigt om en andra upphandling som främst inriktar sig mot företag som idag söker tillstånd (maximal produktion av 18 TWh, se bilaga 1). Om den första upphandlingen avslutas 2016, och om vi antar att det tar fem år för att genomföra investeringarna, kanske denna andra upphandling kan annonseras i tid (2018) för att investeringarna igångsätts med början kring år 2020/21. På så vis kan en kontinuitet i investeringar möjligtvis skapas vilken gynnar ett lärande i värdekedjan.

Ett likartat upphandlingsförfarande efter dessa två är däremot mycket tveksamt av de anledningar som gavs ovan. För att ett upphandlingsförfarande skall vara trovärdigt måste kostnaderna och riskerna minska för investerare (som i Danmark) genom a) genomförd havsplanering, med förknippade analyser av bl.a. bottenförhållande och vindstyrkor, b) förenkling och förbättring av tillståndsprocessen och c) garanterad uppkoppling till elnätet. Om upphandlingsförfarande väljs, är det därför angeläget att dessa utmaningar hanteras omgående (se vidare avsnitt 4.2).⁷⁶

4.1.2 Infrastruktur och prisbildning för export

Givet de osäkerheter (se 3.2.1) som finns med avseende på, bland annat, tidpunkten för de nuvarande kärnkraftverkens ”*pensionering*” är det omöjligt att planera utbyggnaden av ny kapacitet så att ett stort överskott inte uppstår. Mycket tyder istället på att ett överskott kommer att finnas under det närmaste decenniet. En utbyggnad måste därför kombineras med en reell möjlighet att exportera el. Detta behov understryks ytterligare av den stora potentialen för förnybar el i Sverige (och Norden) och vår möjlighet att genom export av el ge väsentliga bidrag till att göra hela EUs elproduktion koldioxidneutral.

⁷⁵ Vid tillämpning av en upphandlingsmodell är det av vikt att identifiera och minska riskerna för investerare på olika sätt. Ett sätt kan vara att indexera (inflationsskydda) intäkterna. Om ersättningen till investerare utgörs av skillnaden mellan upphandlingspriset och elpriset är det även av vikt om elpriset mäts per timma eller per månad då elpriset är som lägst när det blåser mycket.

⁷⁶ Oavsett stödform kan det behövas ändringar i elcertifikatlagen för att producenter av havsbaserad vindkraft inte ska bli berättigade till elcertifikat.

Detta kräver att transmissionskapaciteten säkras. Om inte detta sker kommer ett överskott inte att kunna exporteras vilket, dessutom, leder till sänkta elpriser i Sverige och till att alla tidigare investerare i elproduktionsanläggningar drabbas. Förutom en utbyggnad av elnätet krävs ett prisbildande regelverk för exportmarknaden som är *kostnadstäckande* så att kostnaden för den el som exporteras inte drabbar svenska elkonsumenter.⁷⁷ I avsaknad av enhetliga regler för EU, skulle behovet av regelverk som ger kostnadstäckande ersättning vid export av el inom ramen för Nordpool kunna fyllas av ett samarbetsavtal mellan de berörda länderna kring Östersjön (avsnitt 5.4). Detta skulle kunna kompletteras med bilaterala avtal med andra EU länder. Av särskilt intresse skulle en uppkoppling till det tyska regelverket vara. Det är således inte otänkbart att ett avtal kan skrivas mellan Sverige och Tyskland där vi exporterar havsbaserad vindel (med ursprungsgarantier) och erhåller de gällande inmatningstarifferna, dock med en viss rabatt, alternativt deltar i ett upphandlingsförfarande.⁷⁸

4.2 Tillståndprocessen och havsplanering

Havet utanför Sveriges kust kan delas upp i fyra olika områden, se Figur 10. Området närmast kusten innanför baslinjen benämns som inre vatten. Territorialhavet ligger utanför baslinjen och kan sträcka sig maximalt 22 kilometer ut från denna. Innanför territorialgränsen kan landet stifta egna lagar för att reglera användningen av naturresurserna.⁷⁹ Inom den ekonomiska zonen har Sverige exklusiv rätt till exploatering av samtliga naturresurser. Användningen av havsbotten regleras i lagen om kontinentalsockeln⁸⁰ vilken är en förlängning av landets territorium under vatten till sockelns yttre gräns (vilket motsvarar svensk ekonomisk zon). Det fria havet ligger utanför den ekonomiska zonen och området kan användas av alla stater. Enligt bestämmelserna i havsrättskonventionen kan området användas fritt för sjöfart,

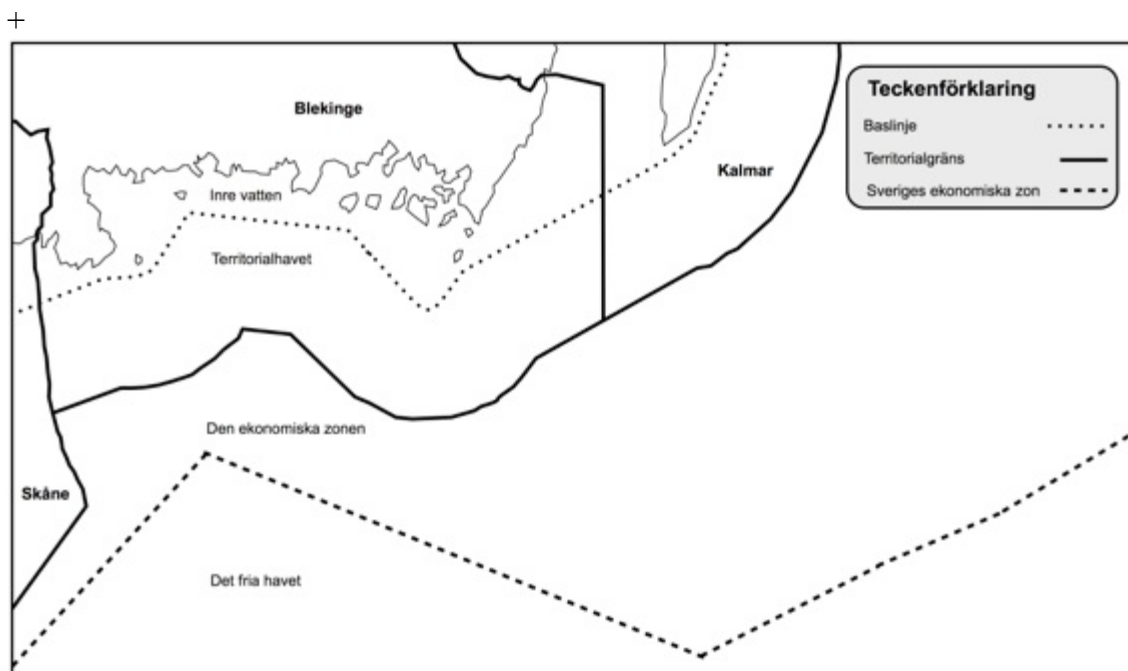
⁷⁷ Då det är sannolikt att det kommer att föreligga ett exportöverskott under det närmaste decenniet torde detta vara en fråga som går bortom havsbaserad vindkraft.

⁷⁸ Med den snabba utbyggnaden av intermittent kraft i Tyskland kanske detta är en tveksam idé. Samtidigt har Tyskland problem med att bygga ut sin havsbaserade vindkraft och lider även av en omfattande diskussion om kostnader för förnybar el. I detta läge är det möjligt att en snabb svensk utbyggnad kan te sig attraktiv även för Tyskland.

⁷⁹ Vindlov, indelning av havsområden. <http://www.vindlov.se/sv/Steg-for-steg/Internationellt-vatten/Inledande-skede/Planeringsforutsattningar/Indelning-av-havsomraden/> 2013-03-15

⁸⁰ Lag (1996:314) om kontinentalsockeln. <http://www.notisum.se/rnp/sls/lag/19660314.htm>

överflygning, utläggande av undervattenskablar och rörledningar, uppförande av konstgjorda öar och andra anläggningar samt vetenskaplig forskning och fiske.⁸¹



Figur 10. Uppdelning av havsområden utanför Blekinges kust

Det behövs en rad olika tillstånd för att etablera havsbaserad vindkraft.

Tillståndprocessen skiljer sig åt beroende på om lokaliseringen är innanför eller utanför territorialgränsen, men gemensamt för båda fallen är att investeraren måste ta fram en miljökonsekvensbeskrivning i enlighet med kapitel 6 i miljöbalken.⁸² Investeraren behöver även tillstånd för att genomföra undersökningar av havsbotten och för att lägga ner kablar enligt kontinentalsockellagen.⁸³ Det kan även bli aktuellt med tillstånd och tillämpning av följande lagar och regler:

- Elkoncession
- Ledningsrätt
- Tillstånd enligt kulturminneslagen
- Tillstånd för sjömätning
- Tillstånd för undervattenskablar

⁸¹ Sveriges internationella överenskommelser SÖ 2000:1 Nr 1 Förenta nationernas havsrättskonvention Montego Bay den 10 december 1982 och avtalet om genomförandet av den XI i denna konvention New York den 28 juli 1994. Del VII, artikel 87, sid 24.
<http://www.regeringen.se/content/1/c6/01/28/47/66882605.pdf>

⁸² Miljöbalken (1998:808) <http://www.notisum.se/Pub/Doc.aspx?url=/rnp/sls/lag/19980808.htm>

⁸³ Lag (1966:314) om kontinentalsockeln. <http://www.notisum.se/rnp/sls/lag/19660314.htm>

- Anmälan eller tillstånd för muddring
- Tillstånd eller dispens för intrång i skyddade områden enligt miljöbalken

För att etablera vindkraftverk i vattenområden *innanför* territorialgränsen krävs tillstånd enligt miljöbalken⁸⁴ både enligt 9:e kapitlet om miljöfarlig verksamhet och enligt 11:e kapitlet om vattenverksamhet. Tillstånd för att etablera vindkraft prövas normalt av mark- och miljödomstolen. Innan beslut tas måste projektören genomföra ett flertal undersökningar och samråd, ta fram en miljökonsekvensbeskrivning och innan ärendet kan tillståndsprövas måste kommunen tillstyrka prövningen enligt 16:e kapitlet, 4:e § i miljöbalken.⁸⁵ I tillståndsprövningsprocessen kan även andra lagar och regler bli aktuella t.ex. detaljplaner i det fall kommunen bedömer att det finns en stor efterfrågan att etablera annan verksamhet i området.

För att etablera vindkraft *utanför* territorialgränsen, men inom svensk ekonomisk zon, krävs regeringens tillstånd enligt lagen om Sveriges ekonomiska zon.⁸⁶ I tillståndsprövningen tillämpas 2, 3, 4 och 5 kapitlet 3 § samt 16 kapitlet 5 § i miljöbalken.⁸⁷

Regelverkets utformning⁸⁸ bidrar till en komplex ansökningsprocess, höga kostnader, långa ledtider och osäkerhet för investerare.⁸⁹ Till exempel har WPD behövt ansöka om

⁸⁴ Miljöbalken (1998:808) <http://www.notisum.se/Pub/Doc.aspx?url=/rnp/sls/lag/19980808.htm>

⁸⁵ Miljöbalken (1998:808) <http://www.notisum.se/Pub/Doc.aspx?url=/rnp/sls/lag/19980808.htm>

⁸⁶ Lag (1992:1140) om Sveriges ekonomiska zon 5 §
<http://www.notisum.se/Pub/Doc.aspx?url=/rnp/sls/lag/19921140.htm>

⁸⁷ Vindval, definition av klasser. 2013-03-18. <http://www.vindlov.se/sv/Steg-for-steg/Internationellt-vatten/Definition-av-klassen/>

⁸⁸ Vattenområden i Sverige berör dessutom många andra myndigheter och organisationer som ska ges möjligheten att påverka och uttala sig i tillståndsprövningsprocessen bl. a:

Arbetsmiljöverket	Riksantikvarieämbetet
Bergsstaten	Sveriges geologiska undersökning (SGU)
Boverket	Sjöfartsverket
Elsäkerhetsverket	SMHI
Energimyndigheten	Svenska kraftnät
Energimarknadsinspektionen	Transportstyrelsen
Försvarmakten	Trafikverket
Havs- och vattenmyndigheten	Kustbevakningen
Kammarkollegiet	Länsstyrelsen
Lantmäteriet	Berörda kommuner
Post- och telestyrelsen	Räddningstjänstförbundet
Naturvårdsverket	Myndigheten för samhällsskydd och beredskap

11 tillstånd för Storgrundet (WPD, 2008). Samma projekt inleddes med samrådsunderlag 2006 och först 2012 var tillstånden på plats så att en ansökan om nätkoncession kunde lämnas in (Ohlsson, 2013). Problemen är dock mindre för tillstånd utanför territorialgränsen än innanför. För Kriegers flak och Stora Middelgrund tog det endast cirka 2 år från att ansökan lämnades in till dess att regeringen gav tillstånd. Båda anläggningarna ligger utanför den svenska territorialgränsen, men inom svensk ekonomisk zon, och i områden med få konflikter med andra motstående intressen som Försvarsmakten, fiskerinäringen, sjöfarten och kustbefolkning. De flesta projekten ligger dock nära kusten (Figur 1). Anledning till detta är att elcertifikatmarknaden, som premierar de kostnadseffektivaste projekten, driver de havsbaserade vindkraftsprojekten till kustnära områden på grunda utsjöbankar. Vid dessa är emellertid konflikterna med andra intressen större, vilket leder till längre ledtider. Tillståndsprocessen för Taggen tog, till exempel, 7 år (Norling, 2013) och processen för Blekinge Offshores process har hittills (april 2015) varat i 8 år utan att beslut tagits.⁹⁰

Ett annat allvarligt problem som rör tillståndsgivningen är att riktlinjer för hur framtida climateffekter ska vägas mot lokal miljöpåverkan synes saknas vilket riskerar leda till systematiska felbeslut. I domen rörande Hake fjord (Göteborg Energi) skriver Vänersborgs Tingsrätt (2014a, sid 87) följande rörande hur en investerings samhällsekonomiska intäkter skall beräknas:

”Vidare ska det på intäktsidan räknas den ekonomiska vinningen av verksamheten utifrån elförsäljningen. Utöver det får enligt avgörandet NJA 2008 s. 3 intäkterna av elcertifikat räknas med. Detta är den samlade nyttan av projektet. Det finns enligt domstolens syn ingen annan direkt nytta med projektet som ska räknas med i kalkylen. Den nytta som utgörs av att elproduktionen från vindkraftverken är förnybar produktion och de fördelar som följer av det är redan medräknad genom att elcertifikaten får tillgodoräknas, den nyttan kan alltså inte räknas en gång till. Inte heller är det möjligt att tillgodoräkna sig något allmänt ”goodwill-värde eller varumärkesvärde” bara för att man bygger vindkraft.”

⁸⁹ Efter många års ansökningsförfarande har tre ansökningar fått avslag: Finngrundet, Kattegatt Offshore och Hake fjord.

⁹⁰ Ett annat exempel på en krånglig kustnära etablering är Lillgrund. Ansökan för Lillgrund lämnades in till regeringen 1998 och 2001 gav regeringen tillstånd. ”Den långa handläggningstiden hade emellertid medfört att det inte längre fanns några 1,5 MW-verk på marknaden” (Vattenfall Vindkraft, 2009). Efter en lång process togs begränsningen i effekt bort och kvar var antalet verk och storleken på området. Byggnationen startade först våren 2006 och anläggningen invigdes sommaren 2008 d.v.s. 10 år efter att ansökan lämnades in (Vattenfall vindkraft, 2009).

Den samlade nyttan speglas således av el- och elcertifikatpriset. Även när Kattegatt Offshore inte fick tillstånd att byggas ingick de förväntade (låga) intäktströmmarna i argumentationen (Vänersborgs Tingsrätt, Mark och Miljödomstolen, 2014, sid 59-60).

Detta är anmärkningsvärt av olika anledningar, inte minst p.g.a. den osäkerhet som föreligger om dessa intäktsposters värde under den 20-årsperiod som verken beräknas producera el. Allvarligare är att globala klimateffekter och andra positiva effekter av minskad användning av fossila bränslen inte tas med i kalkylen, förutom i värdet på elcertifikaten (som värderas till 13 öre/kWh, vilket är mycket lågt).

Dessa effekter är relevanta då Sverige inte är en isolerad ö utan alltmer integrerad i den europeiska elmarknaden och genom att fossila bränslen används i stor utsträckning inom EU (3.2.3). Värdet av dessa effekter är svåra att precisera men, som nämndes ovan, bedömer den tyska statliga myndigheten UBA (2012) att de negativa externa effekterna från kolkraften (klimat och hälsoeffekter) uppgår till cirka 10 eurocents/kWh och i en studie för EU Kommissionen (Alberici, med flera, 2014) ligger denna kostnad enbart lite under UBAs nivå. I en samhällsekonomisk analys går det inte att undvika denna kostnadspost eller approximera denna med elcertifikatpriset (som inte är ämnat att spegla denna kostnadspost).

Problemet är inte begränsat till Vänersborgs Tingsrätt utan en genomgång av Havs- och vattenmyndighetens yttranden gällande havsbaserad vindkraft visar att även denna myndighet hittills endast tagit hänsyn till lokal miljöpåverkan under tillståndsprövning (Perez-Vico med flera, 2014) och, därför, inkluderat lokala samhällsekonomiska miljökostnader men exkluderat globala samhällsekonomiska intäkter i form av minskad klimatpåverkan.

4.2.1 Åtgärdsförslag

Med den ansats som används för att bedöma nyttan av en investering blir det av avgörande betydelse att införa styrmedel som specificerar framtida intäktsströmmar. Det är även av stor vikt att relevanta myndigheter ges utbildning i, samt direktiv att grunda beslut på, samhällsekonomisk analys där, bland annat,⁹¹ globala intäkter i form av

⁹¹ Även andra aspekter bör tas med. För det första, en nytta är lärande vid investeringar i relativt ny teknik, ett lärande som nästa generations investerare kan dra nytta av. För det andra, det är bekymmersamt att använda dagens elpriser för att bedöma nyttan av investeringar av strategisk art som skall säkra tillförsel av el decennier framåt. Detta tidsperspektiv bör infogas i bedömningen. En koordinering av olika myndigheters bedömningskriterier torde då kunna förhindra att två företrädare för staten motsäger varandra rörande en strategisk teknik. Ett exempel på det är tillståndprocessen för Skottarevet där Kammarkollegiet framför att ”Produktionen från anläggningen kommer dock att bli

minskad klimatpåverkan inkluderas. Tillståndprocessen behöver dessutom förenklas och snabbas upp. Den skulle kunna bli både snabbare och billigare med en strategisk planering av haven, såsom idag sker i länder som Danmark och Tyskland där olika områden avsätts för havsbaserad vindkraft. Idag finns ingen övergripande lagstiftning på EU-nivå om fysisk planering av haven. Ansvaret ligger på de enskilda medlemsstaterna att planera havs- och kustområden. Havs- och vattenmyndigheten har uppdraget att genomföra en sammanhållen svensk politik med målet att havet och dess naturresurser ska utnyttjas på ett hållbart sätt.⁹² Diskussionen ovan pekar på att det är av stor vikt att myndigheten utvecklar en plan för den havsbaserade vindkraften som ett led i förenklingen av ansökningsförfarandet. Framtagningen av en strategisk plan måste dock ske i nära dialog med inte bara Svenska Kraftnät (4.3) utan även med projektörerna. En plan bör även ha ett visst mått av flexibilitet då den kan behöva ändras på grund av framtagning av ny teknik (Norling, 2013) och mer kunskap om bottenförhållande (Ohlsson, 2013).

Slutligen, många av de tillstånd som tidigare erhållits går snart ut och det är, som nämndes ovan, svårt att erhålla nya tillstånd. Det är därför av stor vikt att både säkra en förlängning av de nuvarande tillstånden och att snabba på processen för de ansökningar som redan föreligger, till exempel för projektet Blekinge Offshore. Då många av tillstånden är gamla kan teknikutvecklingen dessutom ha gjort att dessa har villkor som är begränsande (i form av rotordiameter, fundamentval och spänningsnivå) (Ohlsson, 2015) vilket kräver en snabb process även för att ändra tillstånden.

4.3 Elnät

Det nuvarande regelverket innebär att den som investerar i havsbaserad vindkraft även bygger elnätet från parken till det landbaserade elnätet samt betalar för eventuella förstärkningsbehov av detta. E.ONs investering i Kårehamns havsbaserade vindkraftspark medförde en extra kostnad på cirka 200 miljoner för förstärkning av nätet på Öland. Detta innebar en kostnadsökning på cirka 25 % (Ljungman, 2013) vilket naturligtvis missgynnar investerare jämfört med investerare där kostnaden för elnätet

relativt begränsad.” I samma ärende framför Energimyndigheten att ”Denna miljöanpassade elproduktion kommer att bli ett värdefullt tillskott i landets energimix och ett betydelsefullt bidrag till arbetet med att uppnå det nationella planeringsmålet för vindbruk” (Svea Hovrätt, 2009).

⁹² Havsplanerna är tänkt att ge vägledning för hur havet ska användas för materialutvinning, sjöfart, energitillförsel samt av andra samhällssektorer och samtidigt ta hänsyn till biologisk mångfald och miljöintressen.

sprids över alla elkonsumenter (Danmark, Tyskland). Dessa kostnader kan, dessutom, vara svåra att bedöma för investerare. Vidare finns inga regler som säkerställer att en projektör kan ansluta till en stamstation. För Storgrundet (WPD) har Svenska Kraftnät sagt nej och hänvisar till ett annat bolag som även det säger nej (Ohlsson, 2015). Osäkerheten för investerare är således stor.⁹³

Vid en större utbyggnad riskerar dessutom det nuvarande regelverket att skapa problem genom brist på koordinering av investeringar i parker och i elnätets utbyggnad både på land och till havs. Svenska Kraftnät (2012, sid 15) understryker behovet av långsiktig planering för att hantera en större utbyggnad av stamnätet (även om de hänvisar främst till landbaserad vindkraft): *"Svenska Kraftnät har en viktig roll för att en storskalig utbyggnad av vindkraften skall vara möjlig. En sådan utbyggnad förutsätter ett flexibelt och starkt stamnät... Svenska Kraftnät kan inte besluta om förstärkningsåtgärder så länge det är osäkert om produktionen verkligen blir av, var den förläggs och hur stor den blir. De höga ambitionerna för utbyggnad av vindkraften är utan en närmare geografisk fördelning en stor utmaning ur ett stamnätsplaneringsperspektiv."*

Koordineringen mellan lokalisering av havsbaserade vindkraftsparker och det *landbaserade* stamnätets utveckling är därför en central fråga. En sådan koordinering skulle underlätta för Svenska Kraftnät att garantera anslutning till stamnätet, vilket är nödvändigt för att eliminera investerares osäkerhet i denna fråga.⁹⁴ I denna process kan Svenska Kraftnät tydliggöra var lokaliseringar är bäst ur ett stamnätsperspektiv. En sådan koordinering görs, till exempel, i Frankrike och Danmark (Elkington, 2013). Denna koordinering måste naturligtvis även utgå från de bästa vindlägenas geografi.⁹⁵

Vid en storskalig utbyggnad riskerar dessutom regelverket att skapa kostnadsineffektiva lösningar genom brist på koordinering av utbyggnad av det *havsbaserade* elnätet och havsbaserade vindkraftsparker, lösningar som även kan innebära lägre leveranssäkerhet (Larsson, 2012). Stone (2012), ansvarig för regelverket i Storbritannien, menar att

⁹³ WPD överklagade men Energimarknadsinspektionen (2015) gav SvK rätt att åberopa undantag från anslutningsansvaret.

⁹⁴ Ett exempel på hur en investering i havsbaserad vindkraft kan leda till investeringbehov i stamnätet är den planerade förstärkningen av stamnätet i SE 4 som föranleds av Blekinge Offshores planer på att bygga en park med en kapacitet på 2.5 GW (Svenska Kraftnät, 2012).

⁹⁵ En stor utmaning är även förstärkning av stamnätet "norr-söder", främst snitt 2. För att snabba på en utbyggnad är det viktigt att tillståndsprocessen för ny stamnätsledning snabbas upp.

denna koordinering är en nyckelfråga för den havsbaserade vindkraften men att sättet att sköta den inte är givet. I både Tyskland och England provas olika regelverk och en insikt finns att det inte är självklart hur ett väl fungerande regelverk ser ut. Ett lärande sker och i båda länderna har omfattande förändringar gjorts i initiala regelverk.⁹⁶

Det finns två syften med dessa regelverk. Det första är att säkerställa att investerare (i elnät och i parker) inte står där med ”*stranded assets*”, alltså att elnätet byggs ut men parkerna byggs inte, eller är mycket försenade, alternativt att kraftbolag inte kan koppla upp sina parker till elnätet när parken står klar.

Det andra syftet är att åstadkomma en koordinering av *olika* kraftbolags investeringar i parker med utbyggnaden av elnätet – istället för att varje bolag bygger egna kablar kan synergier skapas genom gemensam infrastruktur (Larsson, 2012; de Decker med flera, 2011; CCC, 2011; Deutsche Bank, 2011).⁹⁷ E.ON (2011, sid 48) betonar således betydelsen av en planerad utbyggnad av elnätet och ”*efficient bundling of grid connections of wind farms*” för att minska kostnaden för havsbaserad vindkraft. Kostnadseffektivitet kan därför förutsätta att parker byggs i kluster (San Miguel med flera, 2013), vilket i sin tur sannolikt kräver havsplanering med avsättning av specifika områden för havsbaserad vindkraft. Det förutsätter även att dessa kluster faktiskt planeras ihop med elnätets utbyggnad. I Tyskland har nätoperatören ansvaret att bygga ut elnätet men TenneT (som har monopol i norra Tyskland) planerade att bygga en kabel till varje park (Knight, 2013). Den tyska lagstiftningen ändrades för att säkerställa en koordinering (von La Chevallerie, 2013).

En del av dessa kluster kan komma att överskrida landsgränser vilket innebär att en koordinering av både nätutbyggnaden och placering av parker (havsplanering) kan behöva göras *över* landsgränser. Ett exempel där en koordinering skulle kunna vara gynnsam är mellan E.ONs planerade park Södra Midsjöbanken och motsvarande polska parker på andra sidan gränsen (San Miguel med flera, 2013). Som påpekats av flera kan det dessutom vara gynnsamt att kombinera utbyggnaden av elnätet för utökade

⁹⁶ Climate Change Committee (2011, sid 113) oroades över den osäkerhet som avsaknad av en långsiktig lagstiftning innebär: “*There remains uncertainty over the final design of the regime to govern the offshore transmission network...Although this has not been a problem as regards early-stage investments in the offshore transmission network, it could become a barrier to investment in more extensive offshore network... it is clear that a timely decision on an enduring regime is required in order that projects further offshore proceed as planned.*”

⁹⁷ Se även The North Seas Countries’ Offshore Grid Initiative – Initial Findings, November 16th 2012.

handelsmöjligheter med elnätet till olika kluster: kostnaderna kan minska och kapacitetsutnyttjandet öka (European Commission, 2010, Deutsche Bank, 2011).

Detta leder tanken till en utvidgning av stamnätet med ett havsbaserat nät som kopplar ihop länderna kring Östersjön (se även 5.4). Utmaningen ligger då i att finna ett väl fungerande regelverk för att bygga ut inte bara ett nationellt utan även ett internationellt havsbaserat elnät med kapacitet att hantera både handel med el och produktion av havsbaserad vindkraft.⁹⁸

Att möta denna utmaning passar väl in i det perspektivskifte från planering i Nordel till ENTSO regioner som nu genomgås som svar på den europeiska energi- och miljöpolitiken (Svenska Kraftnät, 2012). Det blir då av stor betydelse att förstärka transmissionskapaciteten till andra länder för att öka handelsmöjligheterna. Svenska Kraftnät har börjat utreda förutsättningarna för en ny förbindelse med Tyskland i form av en 700-1400 MW HVDC kabel (Elkington, 2013).⁹⁹ Om denna kapacitetsökning är tillräcklig beror på de mål för utbyggnad som fastställs (avsnitt 5).

4.3.1 Åtgärdsförslag

Svenska Kraftnät avsätter resurser till att utveckla ett regelverk för utbyggnad av ett land- och havsbaserat transmissionsnät som garanterar anslutning och underlättar en koordinering av investeringar inom och över landsgränser. Denna insats koordineras med Havs- och vattenmyndighetens arbete att skapa en strategisk plan för havsplanering (och med motsvarande myndigheter i andra Östersjöländer).

4.4 Hamnar

Hamnar utgör en annan nödvändig infrastruktur och ett antal hamnar i Europa anpassas för att stödja utbyggnaden av den havsbaserade vindkraften (EWEA, 2011). En sådan är Bremerhaven där flera turbintillverkare är lokaliserade tillsammans med en tillverkare av fundament, ett forskningsinstitut (IWES) och en högskola. Belfast bygger en 100 000 m² stor anläggning (Huss, 2013). Då kostnaderna för att bygga om en hamn är höga är det av stor vikt att regelverken för marknadsutveckling är attraktiva, långsiktiga och

⁹⁸ Svenska Kraftnät (2012, sid 11) pekar på behovet av bättre samordning, bland annat av den fysiska planeringen av elnätet.

⁹⁹ Svenska Kraftnät har ännu inte fastlagt kapaciteten men funderar kring en flexibel lösning där kapaciteten initialt är 700 MW men enkelt kan utökas till 1400 MW. En förstudie ska påbörjas efter sommaren (Hallberg, 2015).

stabila samt att olika projektörer/kraftbolag samarbetar för att skapa en långsiktig marknad för en specifik hamn (Huss, 2013). I Storbritannien har, dessutom, regeringen fördelat 130 miljoner pund till stöd för ombyggnader av hamnar.

På uppdrag av Trafikverket genomfördes under 2009 en inventering av svenska hamnars möjligheter och ambition att hantera vindkraft. Den konstaterade att det finns goda möjligheter att använda svenska hamnar vid vindkraftstransporter. De flesta hamnföreträdare vill hantera vindkraft och redan idag har detta gjorts i 20 hamnar, se Bilaga 8 (WSP, 2009). Det finns dock en risk att svenska hamnar inte kommer att utvecklas tillräckligt för att stödja en framtida utbyggnad av havsbaserad vindkraft eftersom det saknas långsiktiga mål och stabila förutsättningar för marknadsutveckling. En utvecklad hamn behöver klara av att ta emot djupgående båtar och tillgängliggöra uppställningsytor för torn, blad och fundament. Hamnen behöver även kunna erbjuda ytor och infrastruktur för att underleverantör ska kunna etablera sig i anslutning till hamnen.

4.4.1 Åtgärdsförslag

Den viktigaste åtgärden är att skapa de långsiktiga mål och stabila förutsättningar som behövs för att kraftbolag skall investera i havsbaserad vindkraft. Hamnägarna får då tydliga signaler som minskar risken att genomföra de nödvändiga investeringarna för att kunna fungera som bas för havsbaserad vindkraft. En viss statlig subvention, som i Storbritannien, kan även övervägas för att säkerställa att denna nödvändiga del av infrastrukturen byggs upp (och underlättar för en utbyggnad av den industriella verksamheten i hamnområdena). Denna subvention bör dirigeras mot lämpliga hamnar i anslutning till planerade parker, såsom Karlshamn.¹⁰⁰

4.5 Finansiellt kapital

Ett återkommande tema i Europa är framväxten av ett gap mellan det kapital som kommer att behövas för omställningen av energisystemet och de summor som nu investeras (Jacobsson och Jacobsson, 2012; Rubel med flera, 2013). Flera centralt placerade bedömare menar att tillgång till investeringskapital kommer att utgöra ett av de största hindren för en större utbyggnad av den havsbaserade vindkraften (Ljungman,

¹⁰⁰ Blekinge Offshore, med sin planerade investering på 2,5 GW, förväntas leda till att hamnen i Karlshamn byggs om så att det blir en nod för byggande av andra Östersjöparker (Nilsson, 2014).

2013; Norling, 2013; Ohlsson, 2013; San Miguel med flera, 2013; Rubel med flera, 2013). Till exempel skulle det kosta i storleksordningen 180-230 miljarder kronor att bygga en kapacitet som vid normalförhållanden kan leverera 30 TWh.¹⁰¹ De stora summor som det rör sig om nödvändiggör att vi ställer frågan om hur tillräckligt kapital, till rimliga kostnader, skall kunna mobiliseras.

En förutsättning för att detta skall ske är att det finns långsiktiga och stabila regelverk som håller nere den politiska osäkerheten (Deutsche Bank (2011)).¹⁰² Rubel med flera (2013, sid 6) argumenterar på ett liknande sätt: ” ... *regeringar behöver ge förutsägbara, attraktiva och effektiva regelverk; riktade subventioner... som stöd till industrin.*” (egen översättning)

Medan dylika regelverk är en nödvändig förutsättning är de sannolikt inte tillräckliga för att kapital skall tillföras till rimliga kostnader. De finns olika skäl för detta (Jacobsson och Karltorp, 2013):

- (i) Kraftbolagen har inte tillräckligt finansiell kapacitet via balansräkningen, särskilt inte om de är engagerade i flera parker samtidigt (Rubel, med flera, 2013; Ljungman, 2013).
- (ii) Den finansiella krisen påverkar tillgången på kapital från kommersiella banker. Den syndikerade lånemarknaden har minskat och införandet av Basel III, med striktare regelverk för kapitaltäckningsgraden, gör att bankernas utlåningsförmåga minskar (Deutsche Bank, 2011). Samtidigt förväntas eventuella lån ges med kortare tidsram vilket ökar riskerna och kostnaderna.¹⁰³
- (iii) Det finns tekniska risker vid upphandling, installation och produktion och finansiella aktörer förknippar havsbaserad vindkraft med hög risk (och låga intäkter). De är därför tveksamma till att investera, särskilt innan parken är

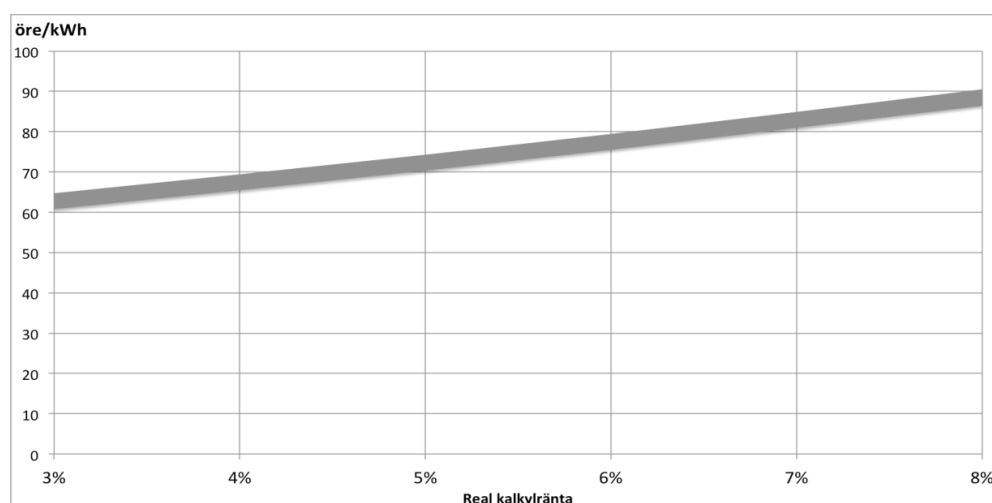
¹⁰¹ Den lägre siffran baseras på kostnadsangivelser för existerande projekt i Sverige medan den högre kommer från Elforsk (2011).

¹⁰² Som Deutsche Bank (2011, s. 13) skriver med avseende på Storbritannien: “Regulatory policies are crucial to finance and must show ‘TLC’ – Transparency, Longevity and Certainty. Policy clarity from the Electricity Market Reform is vital to encourage investor lending. Over complicating reviews and transitional policy arrangements could reduce lender appetite”.

¹⁰³ Ett ytterligare skäl är att banksektorn har utvecklat en omfattande spekulationsverksamhet där kortsiktiga investeringar görs i finansiella produkter (Jacobsson och Jacobsson, 2012).

byggd, och kräver höga riskpremier (KPMG 2010; Deutsche Bank, 2011; Rubel et al., 2013; Ljungman, 2013; Ohlsson, 2013).

Då havsbaserad vindkraft är kapitalintensiv är en hög riskpremie starkt kostnadsdrivande. Produktionskostnadens känslighet för den reala kalkylräntan illustreras i Figur 11 där det framgår att en procentenhets lägre ränta leder till cirka 5 % lägre produktionskostnad. En tysk studie menar att räntekostnaden är den enskilda kostnadspost som har störst potential till kostnadsreduktion fram till 2020 – av en total potential på 40 % kan denna utgöra en femtedel (Hobohm m.fl., 2013). Utmaningen är därför att forma regelverk som minskar de politiska (marknadsmässiga) riskerna och finna ett sätt att lyfta över tekniska risker från investerare till samhället i stort.



Figur 11: Produktionskostnadens känslighet för den reala kalkylräntan enligt Elforsks (2011) beräkningsmodell, exempel från Kårehamn

4.5.1 Åtgärdsförslag

Deutsche Bank (2011) drar slutsatsen att statlig politik behövs för att säkerställa den nödvändiga finansieringen:

“Insufficient capacity in debt capital markets, perceived risk around policy support frameworks, risk around new technologies being rolled out ...have made low carbon infrastructure financing unachievable without scaled up Government intervention.”

Förutom att säkerställa att det finns stabila, långsiktiga och attraktiva regelverk för marknadsformering behövs kreativa lösningar för att säkra tillförsel av kapital, till rimlig ränta. De tyska och brittiska regeringarna har svarat på denna utmaning och vid sidan om ambitionen att skapa långsiktiga och attraktiva regelverk finns statliga banker

(KfW, Green Bank) som delfinansierar investeringar samt lyfter bort en del risker från privata investerare. KfW har erhållit 5 miljarder Euro för att investera i 10 parker.¹⁰⁴ En annan lösning som tillför kapital och ger riskavlyft skulle vara om en statlig bank, säg SBAB, ger ut ”gröna” obligationer som staten står som garant för och som används för att investera i havsbaserad vindkraft. Ett dylikt riskavlyft kunde vara ett sätt att få institutionella investerare (t.ex. pensionsfonder) att tillföra de stora volymer kapital som krävs.¹⁰⁵

Att säkra nödvändigt kapital till en rimlig ränta, säg 3-4%, skulle komplettera de styrmedel för marknadsformering som inriktas mot att säkerställa en utbyggnad och mot att skapa goda förutsättningar för lärande.¹⁰⁶ En parallell intervention i kapitalmarknaden skulle säkerställa att konsumentkostnaden för detta lärande hålls nere.

4.6 Humankapital

En utveckling av den havsbaserade vindkraften leder till ett behov av humankapital. Eftersom svenskt näringsliv är diversifierat och kompetent kan humankapital till del hämtas från relaterade näringar som bilindustrin och olje- och gasindustrin. Specialiserat humankapital, som drifts- och underhållspersonal, projektledare, ingenjörer som konstruerar och bygger havsbaserade transmissionsnät samt personal som gör miljökonsekvensutredningar behöver dock utvecklas (Jacobsson och Karltorp, 2012). Till exempel räknar företrädare för Blekinge Offshore att 150 drifts- och underhållstekniker kommer att behövas vid en fullskalig investering (Nilsson och Svensson, 2013).

Landets enda ettåriga magisterprogram inom vindkraft ges på Campus Gotland och är inriktad på projektledning (Aldén, 2014). I ingenjörsutbildningar på sju universitet ingår emellertid block med vindkraft där studenter kan göra egna arbeten inom området eller

¹⁰⁴ Idag har finansieringsfrågan blivit än mer akut genom låga elpriser och osäkerhet för kraftbolagen vilket försämrar deras rating på kapitalmarknaden med åtföljande högre räntekostnader (Norling, 2013).

¹⁰⁵ Ett mer radikalt alternativ är att staten lånar upp kapital (till en mycket låg ränta) och lånar ut till investerare. Staten absorberar därmed en del av risken samtidigt som kostnaden för elkonsumenterna minskar.

¹⁰⁶ Kapitalmarknadsmisslyckanden medför att företag inte får tillgång till kapital till en ränta som speglar den samhällseliga diskonteringssatsen (hur framtida kostnader och intäkter värderas i förhållande till dagens). Skillnader i privat och samhällselig diskonteringssats kan vara av stor relevans när samhället ser behov av en strukturell omvandling som tar årtionden att genomföra och som präglas av betydande tekniska och marknadsmässiga osäkerheter. Under sådana förutsättningar kan den samhällseliga diskonteringssatsen förväntas vara betydligt lägre än den privata (Corden, 1974 och 1980).

läsa enstaka kurser (Nätverket för Vindbruk, 2014). Till exempel finns det på Chalmers Tekniska Högskola inslag om vindkraft inom inte bara elteknik utan även inom maskinteknik och matematik (Carlsson, 2014; Technopolis, 2014). Flera andra tekniska högskolor, t.ex. KTH, Uppsala, Luleå, Lund och Linköping, har liksom Chalmers, utbildning i elteknik. Utbildningssystemet behöver dock ses över för att undvika att flaskhalsar uppstår på olika nivåer. Ett tydligt exempel är bristen på ingenjörer inom el- och högspänningsteknik som påverkar flera delar av värdekedjan, inklusive utveckling och produktion av HVDC-nät (Hansson och Petermann, 2014).

Eventuella flaskhalsars omfattning är beroende på a) de mål som sätts för den havsbaserade vindkraften och b) den ambition som finns för att bygga upp en industri som levererar varor och tjänster till investerare i havsbaserade vindkraftverk. Det finns redan ett antal sådana företag i Sverige men investeringarnas omfattning – 130-140 miljarder Euro enbart fram till år 2020 – antyder att denna fråga är av strategisk karaktär för ett land som Sverige med en stark verkstadsindustri och omfattande kompetens inom marin teknik.

4.6.1 Åtgärdsförslag

Om höga ambitioner finns kommer flaskhalsar nästan obönhörligen att uppstå, men en utbildningspolitik som vägleds av det förväntade kompetensbehovet torde kunna reducera dessa. Utmaningen är således att koordinera utbildningspolitiken med dessa ambitioner vilket förutsätter att en målsättning formuleras och att utbildningsbehoven därefter analyseras.

En koordinering skulle kunna innebära införande av inslag med havsbaserad vindkraft i allmänna utbildningar. Ett exempel kan vara valfria kurser (i Sverige eller utomlands) inom byggnadstekniska utbildningar för att bidra till försörjning av kompetens för att konstruera fundament. En anpassning kan även innebära utveckling av specialistutbildningar (som i Danmark, Tyskland och Holland) och som nu planeras i Storbritannien.¹⁰⁷ Ett exempel är den magisterutbildning i projektledning för

¹⁰⁷ I december 2014 annonserades att Storbritannien kommer att starta sitt första ”National College for Wind Energy” 2016. Centrum blir i Humberområdet där olika företag har valt att etablera sig och där verksamheten blir fokuserad mot havsvind men utbildning kommer även att ske vid andra högskolor. Etableringen av denna högskola följde på ett initiativ från en regional företagsförening och RenewableUK vilket är en nationell organisation som stödjer förnybar energi (<http://www.renewableuk.com/en/news/press-releases.cfm/uk-s-first-ever-national-college-for-wind-energy-will-tackle-skills-gap-and-create-jobs>)

havsbaserad vindkraft som planeras på Gotland (Aldén, 2014). Uppmärksamhet bör även ges till särskilt kritiska utbildningar, exempelvis el- och högspänningsteknik, där intresset från svenska studenter är svalt (Söder, 2014; Carlsson, 2014).

4.7 Innovationsprocesser och industrialisering i Sverige

Kostnaden för havsbaserad vindel ligger klart över den för landbaserad vindel. Kostnaden för havsbaserad vindel kan dock, liksom har skett för den landbaserade vindkraften, förväntas kunna minska i takt med att den ackumulerade installationen ökar (en utbyggnad i svårare förhållande, som på större djup, motverkar dock en sådan minskning).¹⁰⁸ Denna process är inte automatiskt utan kräver ansträngningar i hela värdekedjan; exempelvis för att skapa standardiserade lösningar för kombination av fundament och turbin (Ljungman, 2013), nätanslutning (Knight 2013) och logistik (Huss, 2013). Andra exempel är ny kraneteknik i hamnarna, specialiserade fartyg för transport och installation av kraftverken samt automation inom turbinindustrin.

En önskan att minska kostnaderna har lett till att flera länder stöder tillämpad forskning och därtill hörande innovationsprocesser med både öronmärkta medel och nya organisationer. Till exempel startades ett Fraunhoferinstitut 2005 i Bremerhaven vilket samarbetar med näringslivet i en rad olika projekt (Huhn, 2010) och i Storbritannien inrättades en Offshore Renewable Energy Catapult som är en organisation som efterliknar Fraunhoferinstituten (Smith, 2012).

Den teknik som utvecklas är emellertid främst anpassad för Nordsjöns svårare förhållande; detta gäller turbiner och skepp för transport och bygge av parker samt olika standarder som tas fram tillsammans med den nya tekniken. För Sveriges (och andra länder runt Östersjön) kan det innebära ett problem då förutsättningar är delvis annorlunda i Östersjön. ”Nordsjötekniken” behöver därför kompletteras med teknik som är mer anpassad till dessa förutsättningar. En utveckling av ett delvis annorlunda teknikspår skulle stärka den kostnadsfördel som Östersjöinstallationer redan har (avsnitt 3.3). Som ovan nämndes utgör denna skillnad en tillväxtmöjlighet för företag som driver en anpassad utveckling.

¹⁰⁸ Se Bilaga 7, diagram 2.

4.7.1 Åtgärdsförslag

Till del skulle förekomsten av marknadsskapande åtgärder skapa incitament för en dylik utveckling men den bör kompletteras med ett program för teknisk utveckling (forskning, utveckling och demonstration - FUD) där staten är medfinansiär. Medan den exakta inriktningen på ett program inte kan specificeras nu kan några exempel ges på kunskapsområden som kan vara lämpliga att fokusera (Dalén, 2013): fundament (inklusive lösningar som klarar förekomst av is och teknik för att installera fundamenten); turbiner (som nu är överdimensionerade och som inte alltid passar vindförhållandena i Östersjön),¹⁰⁹ logistiklösningar, inklusive skeppsbyggnad; lösningar för underhåll samt kraftöverföringslösningar. Till detta FUD program bör det övervägas om medel bör avsättas för att stödja experiment med flytande vindkraftverk – en teknik som är oberoende av vattendjup och bottenförhållande och som bygger på marinteknisk kompetens, ett styrkeområde i Sverige.

Ett program kunde samla aktörer från akademi och institut med relevanta kompetenser, exempelvis sjöfart, marin teknik, elteknik och byggnadsteknik, och företag i hela värdekedjan där dessa artikulerar behov av nya lösningar¹¹⁰ och bidrar till dess utveckling på olika sätt; från kravställning och demonstration till forskningspartner. Genom forskningens starka koppling till utbildning kan ett program även stärka tillförseln av specialiserad kompetens.

¹⁰⁹ Det är kanske möjligt för nya turbinföretag att etablera sig för att exploatera marknaden för teknik som är anpassad till Östersjön. Alternativt kan etablerade företag lockas att utveckla nya turbintyper för Östersjön (samt, kanske, producera dessa i Sverige).

¹¹⁰ En inventering av näringslivets utvecklingsbehov görs nu (våren 2015) av SP.

5 Bidrag till en handlingsplan – en avslutande diskussion

I detta avsnitt sammanfattas analysen i form av ett bidrag till en handlingsplan för utbyggnaden av havsbaserad vindkraft i Sverige. En handlingsplan anger inriktningen för politiken, och i viss mån för företag och andra organisationer, men måste samtidigt vara flexibel med avseende på mål och medel då osäkerheterna är stora och tidsaxeln lång. Reflektion och lärande är således av stor vikt att bygga in i policyprocessen samtidigt som en kontinuitet är av stor vikt för investerares riskbedömning. Vi börjar med att sammanfatta en vision och sätta ett mål för utbyggnaden fram till 2030-35 (5.1). Därefter diskuteras en mångdimensionell åtgärdslista för de identifierade utmaningarna (5.2). Vi avslutar med en diskussion om den organisation som behövs för att bedriva en mångfasetterad politik på detta område (5.3) och fördelar som kan finnas i att koordinera insatser med andra Östersjöländer (5.4).

5.1 Vision och mål

Som redovisades i avsnitt 3 finns det starka skäl för att igångsätta en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i Sverige. Visionen är att (i) säkerställa tillgången till el i Sverige och i Nordpool-området (ii) bidra till EUs utfasning av fossila bränslen genom elexport och (iii) underlätta för en industriell utveckling i Sverige. Det kan således argumenteras för att den havsbaserade vindkraften är en, av flera, strategiska tekniker att utveckla.

Medan denna vision är tydlig är det svårare att sätta ett realistiskt mål. Långa, men varierande, ledtider för enskilda projekt gör det svårt att bedöma hur snabbt utbyggnaden kan ske. Om vi utgår från att ett stödjande regelverk gäller från 2015 och att alla de parker för vilka tillstånd erhållits faktiskt byggs (se bilaga 1), skulle dessa kunna vara på plats strax efter 2020 och ge maximalt 8,5 TWh. De parker för vilka tillstånd söks kan komma på plats senare under 2020-talet och skulle kunna ge maximalt 18 TWh. Om ett stödjande regelverk tas fram kunde även parker som ger ytterligare ett antal TWh kunna byggas fram till 2035. Således är det tänkbart att en kapacitet att producera cirka 30 TWh havsbaserad vindel kan finnas på plats år 2035, eller tidigare.

Produktionsvolymen är inte på något sätt orimligt hög i ett europeiskt sammanhang vilket antyder att en utbyggnad av denna omfattning bedöms som möjlig. För år 2030 har Storbritannien som mål att ha installerat 33 GW (E.ON, 2011) medan Tysklands mål är 15 GW. 30 TWh motsvarar cirka 8,5 GW. Detta är dock relativt sett större i Sverige och motsvarar en omfattande utbyggnad av elnätet (4.3). Viktigare är dock

riskerna att EUs leverantörsindustri inte växer tillräckligt snabbt för att kunna leverera den utrustning och tjänster som krävs. År 2010 installerades 0,9 GW i EU, en siffra som ökade till 1,2 GW år 2012 och 1,5 GW 2014 (EWEA, 2015). Att nå ett mål på 8,5 GW skulle därför innebära att den svenska marknaden skulle stå för nästan 6 års produktion! För att nå EUs mål på 44 GW kring år 2020 och cirka 234 GW kring år 2050 (se avsnitt 2) måste installationstakten och därmed leverantörsindustrins kapacitet öka på ett omfattande sätt. Ett enkelt scenario där dessa mål uppfylls skulle innebära en ökning av leverantörsindustrins kapacitet med drygt 22 % per år från 2012 till år 2022 för att då kunna leverera 9,3 GW. Därefter ligger den årliga installationstakten på denna nivå (Jacobsson och Karlton, 2013).¹¹¹ Medan detta exempel illustrerar tillväxtpotentialerna vid en utbyggnad antyder de även att det finns en stor risk för flaskhalsar, något som redan påpekas av investerare, vilka upplever en leverantörsrisk.¹¹²

Givet de produktionsgap som på sikt förväntas växa fram i Sverige, Nordpool-området och EU,¹¹³ och betydelsen för näringslivet med ambitiösa mål som anger nya möjligheter för tillväxt, föreslås, trots dessa risker, att målet sätts att bygga upp en kapacitet som kan leverera cirka 30 TWh senast år 2035. Förlängs tidshorisonten kan målet sättas högre.

Vi vill igen understryka att en målsättning på 30 TWh *inte* innebär en bortträngning av all annan förnybar el eftersom 30 TWh utgör enbart drygt hälften av den kärnkraftsel som sannolikt måste ersättas innan 2035 och vi utgår, dessutom, från att huvuddelen av den tillkommande produktionen av havsvind är ämnad för export. En utbyggnad av den havsbaserade vindkraften kompletterar därför en omfattande spridning av andra tekniker som använder förnybara energikällor, både i Sverige och i EU som helhet.

5.2 Bidrag till en handlingsplan - en mångdimensionell åtgärdslista

En effektiv politik för att bygga ut den havsbaserade vindkraften behöver vara mångfasetterad då problembilden är mångdimensionell. Statliga insatser behöver därför gå långt utöver att skapa styrmedel som ger incitament för kraftbolag att investera i

¹¹¹ I scenariot antar vi en livslängd på 25 år.

¹¹² Även om en leverantörsindustri håller på att byggas upp anser flera investerare att konkurrensen är för liten och att priserna därför blir för höga (San Miguel med flera, 2013; Norling, 2013; Nilsson och Svensson, 2013).

¹¹³ Det är osannolikt att EUs mål för utbyggnad av den havsbaserade vindkraften kan uppnås utan en omfattande utbyggnad i Östersjön.

havsbaserade vindkraftsparker. Förutom att tydliggöra ett *långsiktigt mål* (som vägledning för företag) har följande sju åtgärder identifierats i analysen ovan:

1. Inför stabila, långsiktiga och attraktiva *regelverk* som på ett trovärdigt sätt skapar *marknader* för investerare i havsbaserade vindkraftsparker och som stimulerar till ett *lärande* i hela värdekedjan med inriktning mot utveckling av ”innanhavstekniken”. Två alternativ identifierades. Det ena är en inmatningslag som införs redan i år (2015) då EUs statsstödsregler synes stänga den möjligheten därefter. Det andra är teknik-specifik upphandling som först riktas mot företag som idag har tillstånd (dessa tillstånd kan dock behöva förlängas) och därefter mot de företag som idag söker tillstånd (vilket förutsätter snabba, och positiva, beslut för de som söker tillstånd idag).
2. För att möjliggöra ett upphandlingsförfarande efter dessa två omgångar behöver *tillståndsgivningen* organiseras så att ledtider kortas och risker samt kostnader minskar genom en ändamålsenlig havsplanering med förknippade analyser av botten- och vindförhållande samt genom att garantera uppkoppling till en stamstation. De relevanta tillståndsmyndigheterna behöver även ges utbildning i, samt direktiv att grunda beslut på, samhällsekonomisk analys där, bland annat, globala intäkter i form av minskad klimatpåverkan inkluderas.
3. Förutom att införa regelverk för marknadsformering och åtgärda tillståndsgivningsprocessen behövs kreativa lösningar för att *säkra tillförsel av kapital*, till en *rimlig ränta*. Då havsbaserad vindkraft är en kapitalintensiv teknik kan en intervention som minskar kapitalkostnaden sänka produktionskostnaden på ett avgörande sätt och hålla ner konsumentkostnaden. Statliga banker, säg SBAB, kan delfinansiera investeringar, som i Tyskland och Storbritannien. En annan lösning som tillför kapital och ger riskavlyft skulle vara om ”gröna” obligationer ges ut som staten står som garant för och som används för att investera i havsbaserad vindkraft. Ett dylikt riskavlyft kunde vara ett sätt att få institutionella investerare (t.ex. pensionsfonder) att tillföra den stora mängd kapital som krävs.
4. För att underlätta lärande och utveckling av Innanhavstekniken bör ett *FUD* (forskning, utveckling, demonstration) *program* formas vilket har inriktning mot att ta fram lösningar som är angelägna ur ett Östersjöperspektiv. Vidare bör det ha täta band mellan akademi och näringsliv samt bidra till utvecklingen av specialiserat humankapital. En möjlighet är att koppla ett dylikt program till de

”kommersiella” anläggningar som stöds genom marknadsskapande åtgärder genom att avsätta en mindre del av stödet till företags forskningsinsatser. Dessa skulle kunna genomföras tillsammans, eller i nära kontakt med, akademien och institut som, till exempel, prövar och utvärderar nya lösningar samt systematiserar erfarenheter och tydliggör behov hos näringslivet.

5. *Säkra tillgången till utbildad personal* på olika nivåer genom en koordinering av forsknings- och utbildningspolitiken med energi- och industripolitiken. Ett exempel kan vara att införa valfria kurser (i Sverige eller utomlands) inom byggnadstekniska utbildningar för att bidra till försörjning av kompetens för att konstruera fundament. En anpassning kan även innebära utveckling av specialistutbildningar som den magisterutbildning i projektledning för havsbaserad vindkraft som planeras på Gotland. Uppmärksamhet bör även ges till särskilt kritiska utbildningar, exempelvis el- och högspänningsteknik, där intresset från svenska studenter är svalt.
6. Ge Svenska Kraftnät i uppdrag att utveckla ett regelverk för utbyggnad av ett *land- och havsbaserat transmissionsnät* som garanterar anslutning och underlättar för en koordinering av investeringar inom och över landsgränser. Denna insats koordineras med Havs- och vattenmyndighetens arbete att skapa en strategisk plan för havsplanering (och med motsvarande myndigheter i andra Östersjöländer). En tillräcklig överföringskapacitet till våra grannländer måste även säkerställas så att överskott kan exporteras. Om en sådan inte sker i tid leder det till sänkta elpriser i Sverige och till att alla tidigare investerare i elproduktionsanläggningar drabbas.
7. Skapa de långsiktiga mål och stabila förutsättningar för investerare i havsbaserade vindkraftsparker som behövs för att *hamnägare* ska genomföra de nödvändiga investeringarna för att kunna fungera som bas för havsbaserad vindkraft. Dessa kompletteras möjligtvis med initiala subventioner för att underlätta för en utbyggnad av den industriella verksamheten i hamnområdena.

Arbetet med att utveckla och genomföra alla dessa åtgärder bör emellertid inte innebära att formeringen av marknader flyttas fram i tiden utan den upphandling, alternativt inmatningslag, som rekommenderas, bör genomföras snarast för att sätta igång den gradvisa och långsiktiga process som teknikutveckling och teknikspridning innebär. En första fas bör ha betoning på de tre första åtgärderna: regelverk för att skapa marknader, intervention i kapitalmarknaden för att sänka kostnaden och organisering av ett FUD

program där näringsliv och akademi/institut samverkar. Ett delmål med denna fas är att förbättra förutsättningarna för en större utbyggnad i en andra fas, kanske efter 2022, med avseende på, bland annat, teknikutvecklingen och företags engagemang.

Samtidigt är det av mycket stor vikt att genast påbörja genomförandet av de resterande fyra åtgärderna då alla bedöms ha långa ledtider.¹¹⁴ I avsnitt 3.2.1 redovisades de långa ledtiderna i skapandet av havsbaserade vindkraftsparker. San Miguel med flera (2013), Svensk Vindenergi (2013) och Svenska Kraftnät (2012) understryker även de långa ledtider som gäller för investeringar i elnät. Vidare tar det sannolikt lång tid att ändra tillståndsprocessen då många parter är inblandade och en koordinering (och utbildning) är nödvändig. Slutligen, ledtiden är lång med avseende på utveckling och genomförande av nya utbildningsprogram¹¹⁵ samt att bygga om hamnar.

Slutligen, dessa insatser som är riktade mot havsbaserad vindkraft, bör kompletteras med en grundlig analys av kostnads- och variabilitetsproblematiken, enligt avsnitt 3.4, så att det elintensiva näringslivets legitima krav på säker tillgång till el med rimligt pris kan säkras genom kompletterande åtgärder.

5.3 Ledning och samordning av åtgärder

Förekomsten av en mångfacetterad åtgärdslista innebär att (i) ett antal departement och myndigheter måste vara engagerade och att (ii) detta engagemang måste koordineras.

Några exempel på koordineringsbehov är mellan:

- Svenska Kraftnät och Havs- och vattenmyndigheten om havsplanering
- Miljö- och Energidepartementet, Energimyndigheten och myndigheter inblandade i tillståndsprövning (Tingsrätter)
- Utbildningsdepartementet, Miljö- och Energidepartementet samt Näringsdepartementet rörande formering av specialiserat humankapital.

¹¹⁴ I debatten förutsätts det ofta att när potentialen för de idag mest kostnadseffektiva teknikerna är uttömd kommer andra tekniker att "tas från hyllan" och tillämpas i den skala som efterfrågas. Detta underskattar dock den långa tidsaxel som finns i framväxten av nya industriella system, med tillhörande regelverk. "Hyllan" är således inte alltid full med varor.

¹¹⁵ En anpassning av högskolans utbildningsprogram måste dessutom göras inom ramen för de gränser som staten sätter budgetmässigt vilket kan leda till ytterligare trögheter. Det är därför av stor vikt att aktörer i systemet artikulerar sina behov av humankapital.

Således behövs det en koordinator som har den organisatoriska förmågan och insikter i alla de områden som påverkar utbyggnaden. En dylik koordinerande funktion behöver utvecklas och ges ett tungt mandat.

5.4 Samordning med andra stater kring Östersjön

Den koordinerande funktionen behöver även spänna över landsgränserna kring Östersjön, inklusive Tyskland. Trots att ytterligare komplexitet kan skapas finns det positiva sidor med en sådan koordinering.

För det första, med ett gemensamt program för att skapa en marknad för havsbaserad vindkraft skulle kostnaden för att utveckla och industrialisera en strategisk teknik delas av ett större antal elkonsumenter.

För det andra, ett gemensamt program skulle göra regionen mer attraktiv för företag i hela värdekedjan då marknaden blir jämnare och större. Ohlsson (2013) menar, till exempel, att det behöver installeras 500-600 turbiner över en tvåårsperiod för att företag skall våga investera i ett specialbyggt skepp för att transportera och installera turbinerna. Ett samarbete skulle, därför, vara ett sätt att stärka den industriella tillväxten (Holttinen, 2012).

För det tredje, ett harmoniserat regelverk skulle minska kostnaderna för kraftbolagen och andra investerare som har att ta ställning till investeringsalternativ i olika länder.

För det fjärde, ett gemensamt program för att skapa marknader möjliggör en koordinering med avseende på både utbyggnaden av elnätet och havsplanering vilket bidrar till att göra investeringarna kostnadseffektiva, som berördes i avsnitt 4.3.

För det femte, eftersom de fysiska förhållandena liknar de i Sverige skulle en koordinering av FUD-program kunna leda till lägre kostnader för havsbaserad vindel och stärkt industriell tillväxt i regionen.

Slutligen, en gemensam plan för lokalisering av kraftverken i Östersjön skulle kunna minska effekten av den variabla produktionen av vindel genom att sprida parkerna över en mycket stor yta.

Ett samarbete mellan länderna i Östersjön skulle kunna inspireras av det tysk-franska samarbetet kring ”Energiewende” med ett gemensamt kontor för förnybar energi (Altmaier and Batho, 2013).

AGEB Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2013), Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern, data as of 12 Dec. 2013.

Alberici, S. med flera. (2014). Subsidies and costs of EU energy, interim report, 10 October, Ecofys, commissioned by the European Commission.

Aldén, L. (2014): Samtal med Liselott Aldén, Uppsala Universitet, maj.

Altmeier, P. och Batho, D. (2013): Eine deutsch-französische Energiewende, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, www.bmu.de/bmu/presse-reden/medienbeitraege-und-interviews/namensartikel 2013-05-16.

APX Group (2013): APX Power UK RPD historical data <http://www.apxgroup.com/market-results/apx-power-uk/ukpx-auction-historical-data/> 2013-09-27.

BASREC (2012): Conditions for deployment of wind power in the Baltic Sea Region, Baltic Sea Region Energy Co-operation (BASREC), April. http://www.basrec.net/files/basrecdocs/Projects/BASREC-wind%20enabling%20studies_120424.pdf

[Baylan \(2015\): Presentation av energiminister Ibrahim Baylan vid EWEA 2015 konferens i Köpenhamn, 10.3.](#)

Bergek, A. och Jacobsson, S. (2010): Are Tradable Green Certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008, Energy Policy, 38, 1255-1271.

Bergqvist (2013): Kommunikation med Charlotte Bergqvist, WPD, 6 juni.

Beurskens, L., Hekkenberg, M. and Vethman, P. (2011): Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States. ECN and European Environment Agency.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Tariffs, degression and sample calculations pursuant to the new Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) .of 4 August 2011 ('EEG 2012'). http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/eeimport/files/english/pdf/application/pdf/eeg_2012_verguetungs_degression_en_bf.pdf.

Carlsson, O. (2014): samtal med Ola Carlsson, Chalmers Tekniska Högskola, maj.

CCC, Committee on Climate Change (2011): The Renewable Energy Review, May.

CESAR: Svenska Kraftnät's system för kontoföring av elcertifikat och ursprungsgarantier.

Corden, W.H. (1974): Trade Policy and Economic Welfare, in J. Cody, H. Hughes and D.Wall (eds): Policies for Industrial Progress in Developing Countries (Oxford: Oxford University Press.

Corden, W.H. (1980): Comments, in W. Hong and L. Krause (eds), Trade and Growth of the Advanced Developing Countries in the Pacific Basin, Seoul: Korea Development Institute.

Dalén (2013): Presentation av Göran Dalén vid Windforce Baltic Sea, Stockholm 20-21 februari.

DECC (2013): Investing in renewable technologies – CfD contract terms and strike prices, December 2013.

DECC (2015): World-leading auction to provide major green electricity boost, 26 februari, press release.

De Decker, J. et. al. (2011): Offshore Grid: Offshore Electricity Infrastructure in Europe, 3E, dena, EWEA, ForWind, IEO, NTUA, Senenergy, SINTEF.

Deutsche Bank Climate Change Advisors (2011): UK Offshore Wind: Opportunity, Cost and Financing.

Economist (2014): Nuclear decommissioning. A glowing review, 2014-04-06, <http://www.economist.com/node/216000135/print>

EEA (2009): Europe's onshore and offshore wind energy potential, European Environment Agency, No 6/2009 http://www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential/at_download/file

EEX (2013): Power Spot – EPEX Spot Quarterly Prices According to CHP Law, KWK-Index (Germany). <http://www.eex.com/en/Download>

Elforsk, (2008): Vindkraft i framtiden, Möjlig utveckling i Sverige till 2020. Elforsk rapport 08:17, Mars.

Elforsk (2011): El från nya och framtida anläggningar 2011, Sammanfattande rapport, Elforsk rapport 11:26.

Elforsk (2014): Webbaserade beräkningsapplikation för att beräkna och jämföra elproduktionskostnaden för nya och framtida elproducerande anläggningar 2014.

Elkington (2013): Intervju med Katherine Elkington, Svenska Kraftnät, 20.5.

Energimarknadsinspektionen (2015): Ei har provat anslutningsärenden för vindkraft i Hälsningland, <http://ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyheter-2015/ei-har-provat-anslutningsarenden-for-vindkraft-i-halsingland/>

<http://webbshop.cm.se/System/DownloadResource.ashx?p=Energimyndigheten&rl=default/;Resources/Permanent/Static/48d1ea304df347409fcb54e568f84f52/ER2009%2009W.pdf>

Energimyndigheten (2010): Kärnkraften nu och i framtiden, ER 2010:21, Energimyndigheten.

Energimyndigheten (2012): Energiläget i siffror 2012, ET 2012:34, Energimyndigheten. <http://webbshop.cm.se/System/TemplateView.aspx?p=Energimyndigheten&view=default&id=ac3bcc6d1511459390d08f89568c2415>

Energimyndigheten (2013): Långsiktprognos 2012, Energimyndigheten, ER 2013:03.

Energimyndigheten (2013b): Remiss gällande förslag till uppdatering av riksintresse vindbruk 2013. Energimyndigheten. <http://www.energimyndigheten.se/Om-oss/Var-verksamhet/Framjande-av-vindkraft1/Riksintresse-vindbruk-/Revidering-av-riksintresse-for-vindbruk-2011/Remiss-2/> 2013-09-27.

Energimyndigheten (2013c): Underlag från Martin Johansson, handläggare på Energimyndigheten.

Energimyndigheten (2014): Scenarier över Sveriges energisystem, ER 2014:19.

Energimyndigheten (2014a): Produktionskostnads-bedömning för vindkraft i Sverige, ER 2014:16.

Energimyndigheten (2014b): Energiläget i siffror 2014.

Energimyndigheten (2015): 2014 blev ännu ett år med låg användning och stor elexport, <https://energimyndigheten.se/Press/Pressmeddelanden/2014-blevl-annu-ett-ar-m...2015-05-21>.

E.ON (2011): E.ON Offshore Wind Energy Fact book, E.ON Climate & Renewables, December.

E.ON (2012): E.ON kraftsamlar i Sverige och säljer verksamheten i Finland, pressmeddelande 2012-10-24. <http://www.eon.se/om-eon/Om-foretaget/aktuellt/2012/EON-kraftsamlar-i-Sverige-och-saljer-verksamheten-i-Finland/>

European Commission (2008): Offshore Wind Energy: Action needed to deliver on the Energy Policy Objectives for 2020 and beyond, COM(2008)768 final.

European Commission (2010): Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond -A Blueprint of an integrated European energy network.

European Commission (2011): Energy Roadmap 2050, Energy Roadmap 2050 {COM(2011) 885}

European Commission (2013): Trends to 2050, http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2050_update_2013.pdf

European Commission (2013a): Paper of the Services of DG Competition containing draft Guidelines on environmental and energy aid for 2014-2020, Brussels. ec.europa.eu/competition/.../2013...aid_guidelines/paper_en.pdf.

European Commission (2014): Communication from the Commission. Guidelines on State Aid for environmental protection and energy 2014-2020, 28.6.

European Environment Agency (2009): Europe's onshore and offshore wind energy potential, No 6.

Eurostat (2014): Total gross electricity generation, (<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00087&plugin=1>), Imports - electricity - annual data (http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_125a&lang=en), Exports - electricity - annual data (http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_135a&lang=en)

EWEA (2011): Pure Power - Wind energy targets for 2020 and 2030. Brussels.

EWEA (2015): The European offshore wind industry – key trends and statistics 2014.

EWEA (2015a): Market Updates: Europe Information Pack. Information som delades ut vid EWEAs konferens i Köpenhamn, 10-12 mars.

German Advisory Council on the Environment (2011): Pathways towards a 100% renewable electricity system, October.

Government of the United Kingdom (2013): Levy Control Framework and Draft CfD Strike Prices, Government of the United Kingdom, Department of Energy & Climate Change. 2013-09-27.

Gustavsson, (2012): Presentation av Pär Gustavsson, Axpo Sverige AB vid Vind 2012, Stockholm

Greenpeace (2004): Sea Wind Europe. Greenpeace, Mars
<http://www.greenpeace.org.uk/MultimediaFiles/Live/FullReport/6204.pdf>.

Göransson, L. (2014): The impact of wind power variability on the least-cost dispatch of units in the electricity generation system. Doktorsavhandling, Energiteknik, Chalmers Tekniska Högskola.

Hanson och Petermann (2014): Intervju med Ola Hanson och Karin Petermann, ABB Karlskrona, 5.2.

Hallberg, T. (2015): kommunikation med Tomas Hallberg, Svensk Vindenergi.

Hatt, A, Andersson, M. och Yngwe, LK. (2014): Ta vara på förutsättningarna och exportera förnybar el från Östersjön, ww.sydsvenskan.se/opinion/aktuella-fragor/ta-vara-paa-forutsattningarna.

HaV, (2012): Svensk havsplanering, Havs- och vattenmyndigheten, 2012-11-28.
<https://www.havochvatten.se/havsplanering/svensk-havsplanering.html>

Hobohm, J., Krampe, L. and Peter, F. (2013): Cost reduction potentials of offshore wind power in Germany, Fichtner Prognos.

- Holttinen (2012): Intervju med E. Holttinen, WPD, Helsingfors, 20 September.
- Holttinen, H., Rissanen, S., Larsen, X., och Lövhölm, AS. (2013): Wind and load variability in the Nordic countries, VTT, Finland.
- Huhn (2010): Intervju med Dr. H. Huhn, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 16 Mars.
- Huss (2013): Presentation av Martin Huss vid Windforce Baltic Sea, Stockholm 20-21 februari.
- IAEA (2012): Bearbetning av data från IEA Energy Statistics – Renewables for OECD Europe and Electricity for OECD Europe, www.iea.org/stats
- IEA (2013) Redrawing the energy-climate map, World Energy Outlook Special Report, International Energy Agency, Paris
- IAEA (2013) Kärnkraft under uppbyggnad per land, 2013-05 12.
<http://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/UnderConstructionReactorsByCountry.aspx>
- IEA (2014): Electricity and Heat for 2012, Data retrieved for Denmark, Estonia, Finland, Latvia, Lithuania, Norway and Sweden, accessed 2014-02-04.
<http://www.iea.org/countries/non-membercountries/>
- Jacobsson, S. och Karltorp, K. (2012): Formation of competences to realize the potential of offshore wind power in the European Union. Energy Policy 44:374-384.
- Jacobsson, S. och Karltorp, K. (2013): Mechanisms blocking the dynamics of the European offshore wind energy industry – challenges for policy intervention, manuscript, ESA, Chalmers.
- Jacobsson, R. och Jacobsson, S. (2012): The emerging funding gap for the European Energy Sector – will the financial sector deliver? Environmental Innovations and Sustainable Transitions 5, 49-59.
- Karlörp, K. (2013): The financing challenge of large-scale diffusion of offshore wind and biomass gasification, arbetspapper, Miljösystemanalys, Chalmers.
- Knight (2013): Cabling standards hold key to cutting costs, Wind Power Offshore, special Report, April, sid 7.
- KPMG. 2010. Offshore Wind in Europe - 2010 Market Report.
- KTH (2013): IEA Review Sweden 2013 Launch event, 2013-02-05.
http://www.livestream.com/kthlive/video?clipId=pla_496977ed-92c8-47b2-80e7-954068cb55a0&utm_source=lslibrary&utm_medium=ui-thumb.
- Kuechler, S. and Meyer, B. (2012). Was Strom wirklich kostet, Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS), Berlin, September.

- Lag (1992:1140) om Sveriges ekonomiska zon 5 §
<http://www.notisum.se/Pub/Doc.aspx?url=/rnp/sls/lag/19921140.htm>
- Larsson (2012): Intervju med Å. Larsson, Vattenfall, London, 15 Februari.
- Ljungman (2013): Intervju med Anders Ljungman, E.ON, 28 januari.
- LORC (2013): Offshore Wind Farm List, Lindoe Offshore Renewables Center tests and demonstrates technology for harvesting renewable energy offshore,
[http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/list 2013-09-30](http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/list%2013-09-30).
- McKerron, G. (2013): Prospects for nuclear power: the world, the UK and Scotland, Presentation to Scotsman conference, Edinburgh, December 10.
- Magnusson, T. och Berggren, C. (2014). Elektrifierade tunga fordon i stadstrafik, i Teknologiska innovationssystem i energiområdet, Statens Energimyndighet ER 2014:23.
- Malmberg, H. (2012): Havsbaserad vindkraft i Östersjön. Inventering av frågeställningar och analys av förutsättningar för lönsamhet.
- Meyer (2015): Samtal med Ronny Meyer, Managing Director, WAB windenergieagentur, 10.3.
- Moore, F. and Diaz, D. (2015): Temperature impacts on economic growth warrant stringent mitigation policy, Nature Climate change 5, pp 127-131.
- Miljöbalken (1998:808)
<http://www.notisum.se/Pub/Doc.aspx?url=/rnp/sls/lag/19980808.htm>
- Moors, R. (2015): Presentation av René Moors, Ministry of Economic Affairs, Nederländerna vid EWEA konferens i Köpenhamn den 10.3.
- Naturvårdsverket (2012): Underlag till en färdplan för ett Sverige utan klimatutsläpp 2050, Bilagor till rapport 6537.
- Navigant Research (2014): World Market Update 2013, international wind energy development forecast 2014-2018, March.
- Nilsson, A. och Svensson, H. (2013): Intervju med Anders Nilsson och Hans-Olof Svensson, Blekinge Offshore, 9.1.
- Nilsson (2014): Presentation av Anders Nilsson vid Regionstyrelsen Blekinge, 5/2
- Norling, J. (2013): Intervju med Jan Norling, Vattenfall, 8.3.
- Nätverket för Vindbruk (2014): Högskoleutbildning,
<https://www.natverketforvindbruk.se/sv/Utbildning/Hogskoleutbildningar/>
- Odell, M. (2014): Dags att trappa ner stöden till vindkraft, SvD Opinion, 27/1.

Offshore Valuation Group (2010): The Offshore Valuation. A valuation of the UK's offshore renewable energy resource, Public Interest Research Centre, Machynlleth, Wales

Ohlsson (2012): Presentation av Hans Ohlsson, WPD, Göteborg, 9.3.

Ohlsson, H. (2013): Intervju med Hans Ohlsson, WPD, Stockholm 19.2.

Ohlsson, H. (2015): Kommunikation med Hans Ohlsson, WPD, 17.3.

OKG (2012): Modernisering av Oskarshamn 3 – vägen till världens största kokvattenreaktor.

http://www.okg.se/Documents/Om_OKG/Publikationer/Broschyrrer/Modernisering_O3.pdf

OKG (2013): Termisk effekthöjning, 2013-02-10. <http://okg.se/sv/Om-OKG/Utveckling/Modernisering-O2/Effekthojning/>

Palm, L. (2014): Vi behöver en generation kärnkraft till, www.svt.se/nyheter/sverige/vi-behoover-en-generation-karnkraft-till, 2014-02-25.

Palm L. (2014a): Balanserat elsystem ger stabilitet och konkurrenskraft, www.skgs.org/debatt-balanserat-elsystem-ger-stabilitet-och-konkurrenskraft, 2104-02-25.

Perez-Vico, E., Andersson, J. och Hammar, L. (2014): Marin Energi, i Teknologiska innovationssystem i energiområdet, Statens Energimyndighet ER 2014:23.

Rabobank. 2011. Reaching EUR 10c/KWh... 10 ways to cut subsidies in offshore wind. Utrecht.

Ramböll (2013): Kortslutning i kraftbranschen, Stockholm

Rubel, H., Paulsen, K., Hering, G., Waldner, M. and Zenneck, J. (2013): EU 2020 Offshore-Wind Targets. The € 110 Billion Financing Challenge, The Boston Consulting Group.

San Miguel, Welander and Almgren (2013): Intervju med Salomé San Miguel, Lars Welander och Martin Almgren, E.ON, 29 januari.

SCB (2014): Tillförsel och användning av el 2001–2012 (GWh), www.scb.se/sv/_Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Energi/Tillforsel-och-anvandning-av-energi/Arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/6314/6321/24270/, data från 26/11.

SKGS (2010): Vad kostar kraften? Indikativ beräkning av kostnader för ny kraft exkl. styrmedel och skatter, Pricewaterhouse Cooper.

Smith K. (2012): Intervju med Professor K. Smith, TIK, Oslo Universitet, 8 Maj.

SOU (2001): Handel med elcertifikat - ett nytt sätt att främja el från förnybara energikällor, SOU 2001:77, Näringsdepartementet, Elcertifikatsutredningen, oktober.

SOU (2014): Planera för effekt. Slutbetänkande från Samordningsrådet för smarta elnät, Statens Offentliga Utredningar, SOU 2014:18.

Stabell (2015): Presentation av Peter Stabell, WPD Danmark, vid EWEAS konferens i Köpenhamn den 11.3.

Stone (2012): Intervju med D. Stone, Head of Offshore Transmission, Department of Energy and Climate Change, London, 14 Februari.

Strålsäkerhetsmyndigheten (2013): Förändringar i lagen (2006:647) om finansiella åtgärder för hanteringen av restprodukter från kärnteknisk verksamhet och förordningen (2008:715) om finansiella åtgärder för hanteringen av restprodukter från kärnteknisk verksamhet, Dokumentnr: SSM2011-4690-44.

Strålsäkerhetsmyndigheten, 2015: Vi granskar effekthöjningar
<https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/start/karnkraft/vart-sakerhetsarbete/vi-granskar-effekthojningar/> datum: 2015-03-10.

Svea Hovrätt (2009): Dom målnummer M 294-08, Miljööverdomstolen 2009-03-05.
<http://www.tofr.info/Global/06-vagledande-domar/03-miljooverdomstolen/vindkraft/andra-domar/090305-m294-08.pdf>.

Svensk Energi (2008): Elåret 2007, Svensk Energi, april 2008.

Svensk Energi (2013): Elåret 2012, Svensk Energi, april 2013.

Svensk Vindenergi (2013): På väg mot ett förnybart elsystem - möjligheter till 2030, Svensk Vindenergi, mars 2013.

Svensk Vindenergi (2013a) Särskild satsning på havsbaserad vindkraft, svensk Vindenergi, April 2013.

Svensk Vindenergi (2014): Vindkraftstatistik och prognos, kvartal 3 2014.
<http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2014/10/Statistik-vindkraft-kvartal-3-2014-20141015.pdf>

Svenska Kraftnät (2012): Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet, Svenska Kraftnät, Oktober.

Svenska Kraftnät (2013): Integrering av vindkraft, Sundbyberg, Mars

Svenskt Näringsliv (2014): Sveriges framtida elbehov, Svenskt Näringsliv.
http://www.svensktnaringsliv.se/migration_catalog/Rapporter_och_opinionsmaterial/Rapporter/sveriges-framtida-elbehov_591161.html/binary/Sveriges%20framtida%20elbehov

Sveriges radio, (2013): Øystein Løseth - om kärnkraftens framtid och smutsig kol, 2013-02-16. <http://sverigesradio.se/sida/avsnitt/154198?programid=3071>

Söder, L. (2013): På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige, Elektriska Energisystem, KTH, 21.10.

Söderholm, P. (2009): Styrmedel för havsbaserad vindkraft, ER 2009:09, Energimyndigheten.

THEMA Consulting Group (2013): Offshore wind farms as joint projects. On behalf of the Nordic Working Group for Renewable Energy under Nordic Council of Ministers, June.

UBA (2012). Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr, Umweltbundesamt, Dessau-Rosslau.

Vattenfall Vindkraft (2009): Lillgrund Vindkraftpark – Ett svenskt pilotprojekt inom havsbaserad vindkraft.

Vattenfall (2012): Vattenfall undersöker förutsättningar för investering i ersättningsreaktorer, http://www.vattenfall.se/sv/news-details_152996.htm?newsid=EE033D6727E24052BF75C979319646ED

Vattenfall (2013): Pressmeddelande, 22.5.2013.

Vattenfall, Forsmark (2013): Pågående projekt på Forsmark, 2013-04-22. <http://www.vattenfall.se/sv/pagaende-projekt.htm>

Vattenfall, Ringhals (2013): Pågående projekt på Ringhals, 2013-03-27. http://www.vattenfall.se/sv/pagaende-projekt_63796.htm Vindval, definition av klasser. 2013-03-18. <http://www.vindlov.se/sv/Steg-for-steg/Internationellt-vatten/Definition-av-klassen/>

Vattenfall, Ringhals (2015): Ringhals förbättras och utvecklas. 2015-03-10. <http://corporate.vattenfall.se/om-oss/var-verksamhet/var-elproduktion/ringhals/produktion-och-driftlage/forbattring-och-utveckling/>

Vattenfall (2015): 100% förnybart är möjligt/News from Vattenfall, <http://news.vattenfall.com/sv/article>

von la Chevallerie (2013): Clearer path ahead under new grid connection rules, Windpower Monthly, special report, April, sid.10-11.

World Bank (2014): Turn down the Heat. Confronting the New Climate Normal, World Bank group, Washington D.C.

WPD (2008): Vindkraftpark Storgrundet. Underlag för samråd.

wsp (2009): Hamninventering vindkraft - undersökning av svenska hamnars möjlighet och ambition att hantera vindkraftverk, på uppdrag av Trafikverket. 2009-10-21. http://www.trafikverket.se/PageFiles/27419/wsp_rapport_hamninventering_vindkraft_2009_10_21.pdf

Vänersborgs Tingsrätt (2014), Mark- och miljödomstolen, **DOM** 2014-06-25 meddelad i Vänersborg, Mål nr M 2036-12

Vänersborgs Tingsrätt (2014a): Mark- och miljödomstolen **DOM** 2014-12-17 meddelad i Vänersborg Mål nr M 1130-13.

Bilaga 1: Havsbaserad vindkraft i Sverige

Havsbaserad vindkraft i Sverige som är i drift								
Projekt	Placering	Ägare	Antal verk	Effekt [MW]	Produktion [GWh/år]	Byggår	Vattendjup [m]	Avstånd till land [km]
Bockstigen	Gotland	Privatperson	5	2,75	7	1998	6-8	3
Utgrunden I	Kalmarsund	Vattenfall	7	10	38	2000	4-10	7
Yttre Stengrund	Kalmarsund	Vattenfall	5	10	30	2001	8-12	4
Lillgrund	Malmö	Vattenfall	48	110	330	2006	2,5-9	10
Vindpark Väneren	Väneren	Vindpark Väneren	10	30	90	2008	4-10	4
Kårehamn	Öland	E:ON Climate & Renewables Nordic	16	48	180	2012	6-20	4
Totalt			91	211	675			

Havsbaserad vindkraft i Sverige som har tillstånd								
Projekt	Placering	Projektör / Investerares	Antal verk	Effekt [MW]	Produktion [GWh/år]	Har tillstånd	Vattendjup [m]	Avstånd till land [km]
Stora Middelgrund	väster om Laholm	Universal Wind Offshore	110	800	3 000	2008	12-30	25-48
Kriegers Flak	söder om Trelleborg	Vattenfall	128	640	2 600	2006	17-42	30
Taggen	Sölvesborg/Kristianstad	Wallenstam/Triventus/Vattenfall	90	300	1 300	2011	12-20	12
Trolleboda	Karlskrona	Vattenfall	30	150	500	2009	11-23	6
Utgrunden II	Kalmarsund	E:ON Climate & Renewables Nordic	24	90	280	2005	4-20	6
Storgrundet	Söderhamn	NordanVind/WPD Scandinavia	70	265	800	2010	2-35	11
Stenkallesgrund	Väneren	Rewind energy	20	100	200	2 013	5-20	5
Totalt			472	2 345	8 680			

Havsbaserad vindkraft i Sverige som söker tillstånd							
Projekt	Placering	Projektör / Investerare	Antal verk	Effekt [MW]	Produktion [GWh/år]	Vattendjup [m]	Avstånd till land [km]
Blekinge Offshore	Blekinge	Blekinge Offshore	500	2 500	8 000	10-40	10
Hake fjord	Göteborg	Göteborg Energi	13	59	200		
Kattegatt Offshore	Falkenberg	Favonius	47	282	680	20-30	8-13
Södra Midsjöbanken	Sydost Öland	E:ON Climate & Renewables Nordic	300	2 100	8 000	12-28	90
Svenska Björn Offshore	Norrtälje	Solid vind	66	660	1 054	7-19	64
Totalt			926	5 601	17 934		

Källor:

http://corporate.vattenfall.se/globalassets/sverige/om-vattenfall/om-oss/var-verksamhet/vindkraft/karta_projekt_och_byggda_parker.pdf

<http://www.vattenfall.se/sv/yttre-stengrund.htm>

<http://www.vattenfall.se/sv/lillgrund-vindkraftpark.htm>

<http://www.vindparkvanern.se/default.asp>

<http://www.eon.se/om-eon/Om-energi/Energikallor/Vindkraft/Nordiskavindkraftsprojekt/>

<http://www.universalwindoffshore.se/>

<http://www.vattenfall.se/sv/kriegers-flak-vindkraftpark.htm>

<http://www.taggenvindpark.se/>

<http://www.vattenfall.se/sv/trolleboda-vindkraftpark.htm>

<http://www.wpd-sweden.com/se/aktuella-projekt/havsbaserade-projekt/storgrundet.html>

http://www.rewindenergy.se/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=39&Itemid=61

<http://www.blekingeoffshore.se/>

<http://www.vindplatsgoteborg.se/>

<http://www.favonius.se/projektinformation/>

http://solidvind.se/index.php?option=com_content&view=article&id=10&Itemid=8

Bilaga 2: Produktion av kärnkraftsel 1975-2012 (TWh)



Källa: Energimyndigheten (2012), Svensk Energi (2013).

Bilaga 3: Metod för Figur 2

Datan som speglas i Figur 2 redovisas i tabellen nedan. Vi har hämtat uppgifter om den framtida produktionen av vindkraft och kraftvärme från Energimyndighetens långsiktsprognos (Energimyndigheten, 2013) från vilken även uppgifter om elanvändning erhållits. Energimyndighetens prognos sträcker sig till år 2030. Vi har utgått ifrån att ökningen av elproduktion från vind- och kraftvärme avstannar efter år 2030 och att nivån på 33,4 TWh enligt Energimyndighetens prognos behålls framöver. För vattenkraften har vi utgått från en genomsnittsproduktion de senaste 10 åren (2003-2012, 65,3 TWh) och ett linjärt samband till produktionen för åren 2020 och 2030 enligt Energimyndighetens långsiktsprognos (Energimyndigheten, 2013). Nivån för år 2030 ligger sedan kvar framöver.

Elproduktionen från kärnkraft kommer från Svensk Energi (2008 och 2013). Vi har utgått ifrån genomsnittsproduktionen per kärnkraftsreaktor för åren 2003-2012 och att elproduktionen ligger kvar på den nivån för varje enskild reaktor under hela dess livslängd framöver. Vi har även gjort bedömningar av produktionsökningen från kärnkraften p.g.a. effekthöjningar. Det är emellertid förknippat med stora osäkerheter att bedöma hur renoveringarna kommer att påverka produktionsnivån.

Enligt Strålsäkerhetsmyndigheten (2015) är läget följande:

- Ringhals 1: har genomfört provdrift (som innebär att reaktorn drivs på prov under en begränsad tid). Reaktorn har ännu inte fått tillstånd till rutinmässig drift, eftersom den har haft provdrift efter ett stort moderniseringsarbete.
- Ringhals 4: har fått tillstånd av regeringen att höja sin effekt och Strålsäkerhetsmyndigheten har beslutat att Ringhals 4 får tas i provdrift med den högre effekten.
- Ringhals 3: har genomfört provdrift med den nya högre effekten. Reaktorn har fått vårt godkännande för att gå vidare till rutinmässig drift.
- Oskarshamn 2: har ansökt om godkännande från Strålsäkerhetsmyndigheten för en säkerhetsredovisning som reaktorägaren har gjort. Den ska ligga till grund för ombyggnader som behövs för att kunna höja effekten. Granskningen är dock vilande så länge kärnkraftverket ligger under så kallad särskild tillsyn.
- Oskarshamn 3: genomför provdrift med den nya högre effekten.

- Forsmark 1: har fått tillstånd av regeringen för effekthöjning. Reaktorn har dock ännu inte lämnat in en preliminär säkerhetsredovisning för den högre effekten. En godkänd säkerhetsredovisning krävs för att få fortsätta processen.
- Forsmark 2: genomför provdrift med den nya högre effekten.
- Forsmark 3: är på samma ställe i processen som Forsmark 1.

Vi har gjort bedömningen att effekthöjningar i kärnkraftverken motsvarar som mest 8 TWh vid en livslängd på 50 år.

Forsmark: 2 TWh¹¹⁶

Ringhals: 3 TWh¹¹⁷

Oskarshamn: 3 TWh¹¹⁸

¹¹⁶ Vattenfall, Forsmark (2013)

¹¹⁷ Vattenfall, Ringhals (2015)

¹¹⁸ OKG (2012, 2013)

Tabell B3:1: Data för Figur 2.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Vattenkraft*	53,0	60,1	72,1	61,1	65,6	66,3	65,3	66,2	66,0	77,3	65,3	65,7	66,2	66,7	67,2	67,7	68,2	68,8
Kärnkraft*	65,5	75,0	69,7	65,0	64,5	61,2	50,0	54,8	58,8	61,4	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7
Kraftvärme*	13,2	12,9	12,0	12,4	13,6	14,2	15,9	19,5	16,8	14,6	15,5	16,4	17,3	18,2	19,1	20,0	20,9	21,7
Vindkraft*	0,6	0,9	0,9	1,0	1,4	2,0	2,5	3,5	6,1	7,2	7,7	8,2	8,7	9,2	9,7	10,2	10,7	11,3
Effekthöjning i kärnkraftverk	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	7,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Elanvändningen*	145,1	146,8	147,1	145,4	146,2	141,8	137,7	147,6	139,3	142,0	142,6	143,2	143,8	144,3	144,9	145,4	146,0	146,5
Behov	12,7	-2,1	-7,6	6,0	1,1	-1,9	4,0	3,6	-8,4	-18,6	-7,6	-8,9	-16,6	-18,6	-20,9	-22,3	-23,6	-25,0
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Barsebäck 1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Barsebäck 2	2,2	4,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Forsmark 1	7,4	8,0	7,3	6,7	7,0	7,0	7,6	8,0	6,8	7,6	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Forsmark 2	7,3	8,0	7,8	6,0	7,5	6,9	5,5	3,3	8,1	7,5	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Forsmark 3	9,1	9,0	9,9	9,6	9,0	7,1	8,8	8,3	8,7	9,5	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Oskarshamn 1	3,1	3,5	3,3	2,1	2,6	3,5	2,8	3,2	3,0	0,0	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Oskarshamn 2	3,1	4,6	4,7	4,1	4,0	4,5	3,9	4,2	5,0	4,0	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Oskarshamn 3	7,7	9,3	8,6	9,5	8,8	7,1	1,7	3,8	8,3	8,4	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Ringhals 1	5,1	6,5	6,1	6,5	6,0	4,5	1,3	3,6	6,0	5,5	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Ringhals 2	6,8	6,8	5,8	6,8	6,4	5,7	2,8	5,6	1,7	3,6	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Ringhals 3	6,7	7,5	7,2	6,6	6,0	7,6	8,1	7,6	7,1	8,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Ringhals 4	7,0	7,2	7,1	7,1	7,2	7,3	7,5	7,2	4,1	7,0	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Effekthöjning													0,0	6,4	7,0	8,0	8,0	8,0

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Vattenkraft*	68,8	68,8	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0	69,0
Kärnkraft*	61,7	60,4	59,0	56,9	52,2	47,0	44,5	44,5	44,5	40,8	30,1	23,1	19,7	16,2	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kraftvärme*	21,7	21,6	21,6	21,5	21,5	21,5	21,4	21,4	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3
Vindkraft*	11,4	11,4	11,5	11,6	11,7	11,7	11,8	11,9	11,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Effekthöjning i kärnkraftverk	8,0	8,0	8,0	7,4	6,7	6,2	5,7	5,7	5,7	5,2	3,7	2,7	2,2	1,7	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elanvändningen*	147,1	147,6	148,2	148,8	149,3	149,9	150,4	151,0	151,5	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0	152,0
Behov	-24,5	-22,6	-20,8	-17,5	-11,7	-5,5	-2,0	-1,5	-0,9	3,6	15,8	23,9	27,8	31,7	40,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Barsebäck 1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Barsebäck 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Forsmark 1	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Forsmark 2	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Forsmark 3	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oskarshamn 1	2,7	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oskarshamn 2	4,2	4,2	4,2	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oskarshamn 3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ringhals 1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ringhals 2	5,2	5,2	5,2	5,2	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ringhals 3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ringhals 4	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Effekthöjning	8,0	8,0	8,0	7,4	6,7	6,2	5,7	5,7	5,7	5,2	3,7	2,7	2,2	1,7	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Bilaga 4a: Produktion [TWh] från kärnkraft i EU inkl. Norge och Schweiz samt fullast timmar

Land	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Effekt [MW]	h snitt
Belgien	45,0	44,9	44,9	45,3	44,3	45,9	43,4	45,0	45,7	45,9	5927	7597
Bulgarien	18,8	16,0	15,6	17,3	18,1	13,7	14,7	14,2	14,2	15,3	1906	8776
Tjeckien	17,6	24,4	24,8	23,3	24,5	24,6	25,0	25,7	26,4	26,7	3766	5839
Tyskland*	156,3	156,5	158,4	154,6	158,7	133,2	140,7	127,7	133,0	102,2	12068	7797
Spanien	60,6	59,5	61,2	55,4	57,4	52,6	56,3	50,4	59,4	55,3	7114	8215
Frankrike	416,5	420,7	427,7	430,0	428,7	418,6	418,3	390,0	407,9	421,1	63130	6651
Ungern**	13,3	10,3	11,0	12,8	12,7	13,8	14,0	14,4	14,8	14,7	1889	6590
Nederländerna	3,7	3,8	3,6	3,8	3,3	4,0	3,9	4,0	3,8	3,9	482	7722
Rumänien	5,1	4,5	5,1	5,1	5,2	6,3	10,3	10,8	10,7	10,5	1300	6380
Slovenien	5,3	5,0	5,2	5,6	5,3	5,4	6,0	5,5	5,4	5,9	688	7717
Slovakien	16,3	16,3	15,6	16,4	16,6	14,1	15,4	13,1	12,8	14,3	1816	8756
Finland	21,4	21,8	21,8	22,4	22,0	22,5	22,1	22,6	21,9	22,3	2752	7959
Sverige	65,6	65,5	75,0	69,5	65,0	64,3	61,3	50,0	55,6	58,0	9408	7083
Storbritannien	81,1	81,9	73,7	75,2	69,2	57,2	47,7	62,8	56,4	62,7	9243	7920
Schweiz***	25,7	25,9	25,4	22,0	26,2	26,3	26,1	26,1	25,2	25,7	3293	7735
Totalt	952,1	957,0	969,1	958,6	957,2	902,6	905,2	862,2	893,2	884,5	124782	7516

Källa: Eurostat. För Tyskland har fullast timmar från IAEA år 2012 använts. ** Ungern installerade en ny reaktor hösten 2007, därför har genomsnittstimmar för 2008-2011 använts. Eurostat saknar uppgifter från Schweiz år 2011.

Bilaga 4b: Kärnkraft i EU inkl. Norge och Schweiz

Land	Namn	Effekt [MW]	Start	Ålder	Slutår	Fullast timmar	Produktion [TWh]
2013-01-01							
Belgien	DOEL-1	433	1974-08-28	38,9	2024	7597	3,29
Belgien	DOEL-2	433	1975-08-21	37,9	2025	7597	3,29
Belgien	TIHANGE-1	962	1975-03-07	38,4	2025	7597	7,31
Belgien	DOEL-3	1006	1982-06-23	31,0	2032	7597	7,64
Belgien	TIHANGE-2	1008	1982-10-13	30,7	2032	7597	7,66
Belgien	DOEL-4	1039	1985-04-08	28,1	2035	7597	7,89
Belgien	TIHANGE-3	1046	1985-06-15	28,0	2035	7597	7,95
Bulgarien	KOZLODUY-5	953	1987-11-29	25,5	2037	8776	8,36
Bulgarien	KOZLODUY-6	953	1991-08-02	21,7	2041	8776	8,36
Tjeckien	DUKOVANY-1	471	1985-02-24	28,3	2035	5839	2,75
Tjeckien	DUKOVANY-2	427	1986-01-30	27,3	2036	5839	2,49
Tjeckien	DUKOVANY-3	471	1986-11-14	26,5	2036	5839	2,75
Tjeckien	DUKOVANY-4	471	1987-06-11	25,9	2037	5839	2,75

Tjeckien	TEMELIN-1	963	2000-12-21	12,2	2050	5839	5,62
Tjeckien	TEMELIN-2	963	2002-12-29	10,2	2052	5839	5,62
Finland	LOVIISA-1	496	1977-02-08	36,4	2027	7959	3,95
Finland	OLKILUOTO-1	880	1978-09-02	34,8	2028	7959	7,00
Finland	LOVIISA-2	496	1980-11-04	32,6	2030	7959	3,95
Finland	OLKILUOTO-2	880	1980-02-18	33,4	2030	7959	7,00
Frankrike	BELLEVILLE-1	1310	1987-10-14	25,6	2037	6651	8,71
Frankrike	BELLEVILLE-2	1310	1988-07-06	24,8	2038	6651	8,71
Frankrike	BLAYAIS-1	910	1981-06-12	32,0	2031	6651	6,05
Frankrike	BLAYAIS-2	910	1982-07-17	30,9	2032	6651	6,05
Frankrike	BLAYAIS-3	910	1983-08-17	29,8	2033	6651	6,05
Frankrike	BLAYAIS-4	910	1983-05-16	30,1	2033	6651	6,05
Frankrike	BUGEY-2	910	1978-05-10	35,2	2028	6651	6,05
Frankrike	BUGEY-3	910	1978-09-21	34,8	2028	6651	6,05
Frankrike	BUGEY-4	880	1979-03-08	34,3	2029	6651	5,85
Frankrike	BUGEY-5	880	1979-07-31	33,9	2029	6651	5,85
Frankrike	CATTENOM-1	1300	1986-11-13	26,5	2036	6651	8,65
Frankrike	CATTENOM-2	1300	1987-09-17	25,7	2037	6651	8,65
Frankrike	CATTENOM-3	1300	1990-07-06	22,8	2040	6651	8,65
Frankrike	CATTENOM-4	1300	1991-05-27	21,9	2041	6651	8,65
Frankrike	CHINON-B-1	905	1982-11-30	30,5	2032	6651	6,02
Frankrike	CHINON-B-2	905	1983-11-29	29,5	2033	6651	6,02
Frankrike	CHINON-B-3	905	1986-10-20	26,6	2036	6651	6,02
Frankrike	CHINON-B-4	905	1987-11-14	25,5	2037	6651	6,02
Frankrike	CHOOZ-B-1	1500	1996-08-30	16,6	2046	6651	9,98
Frankrike	CHOOZ-B-2	1500	1997-04-10	16,0	2047	6651	9,98
Frankrike	CIVAUX-1	1495	1997-12-24	15,2	2047	6651	9,94
Frankrike	CIVAUX-2	1495	1999-12-24	13,2	2049	6651	9,94
Frankrike	CRUAS-1	915	1983-04-29	30,1	2033	6651	6,09
Frankrike	CRUAS-2	915	1984-09-06	28,7	2034	6651	6,09
Frankrike	CRUAS-3	915	1984-05-14	29,1	2034	6651	6,09
Frankrike	CRUAS-4	915	1984-10-27	28,6	2034	6651	6,09
Frankrike	DAMPIERRE-1	890	1980-03-23	33,3	2030	6651	5,92
Frankrike	DAMPIERRE-2	890	1980-12-10	32,5	2030	6651	5,92
Frankrike	DAMPIERRE-3	890	1981-01-30	32,4	2031	6651	5,92
Frankrike	DAMPIERRE-4	890	1981-08-18	31,8	2031	6651	5,92
Frankrike	FESSENHEIM-1	880	1977-04-06	36,3	2027	6651	5,85
Frankrike	FESSENHEIM-2	880	1977-10-07	35,8	2027	6651	5,85
Frankrike	FLAMANVILLE-1	1330	1985-12-04	27,5	2035	6651	8,85
Frankrike	FLAMANVILLE-2	1330	1986-07-18	26,8	2036	6651	8,85
Frankrike	GOLFECH-1	1310	1990-06-07	22,9	2040	6651	8,71
Frankrike	GOLFECH-2	1310	1993-06-18	19,8	2043	6651	8,71
Frankrike	GRAVELINES-1	910	1980-03-13	33,3	2030	6651	6,05
Frankrike	GRAVELINES-2	910	1980-08-26	32,8	2030	6651	6,05
Frankrike	GRAVELINES-3	910	1980-12-12	32,5	2030	6651	6,05
Frankrike	GRAVELINES-4	910	1981-06-14	32,0	2031	6651	6,05

Frankrike	GRAVELINES-5	910	1984-08-28	28,8	2034	6651	6,05
Frankrike	GRAVELINES-6	910	1985-08-01	27,8	2035	6651	6,05
Frankrike	NOGENT-1	1310	1987-10-21	25,6	2037	6651	8,71
Frankrike	NOGENT-2	1310	1988-12-14	24,4	2038	6651	8,71
Frankrike	PALUEL-1	1330	1984-06-22	28,9	2034	6651	8,85
Frankrike	PALUEL-2	1330	1984-09-14	28,7	2034	6651	8,85
Frankrike	PALUEL-3	1330	1985-09-30	27,7	2035	6651	8,85
Frankrike	PALUEL-4	1330	1986-04-11	27,1	2036	6651	8,85
Frankrike	PENLY-1	1330	1990-05-04	23,0	2040	6651	8,85
Frankrike	PENLY-2	1330	1992-02-04	21,2	2042	6651	8,85
Frankrike	ST. ALBAN-1	1335	1985-08-30	27,7	2035	6651	8,88
Frankrike	ST. LAURENT-B-1	915	1981-01-21	32,4	2031	6651	6,09
Frankrike	ST. LAURENT-B-2	915	1981-06-01	32,0	2031	6651	6,09
Frankrike	ST. ALBAN-2	1335	1986-07-03	26,9	2036	6651	8,88
Frankrike	TRICASTIN-1	915	1980-05-31	33,1	2030	6651	6,09
Frankrike	TRICASTIN-2	915	1980-08-07	32,9	2030	6651	6,09
Frankrike	TRICASTIN-3	915	1981-02-10	32,4	2031	6651	6,09
Frankrike	TRICASTIN-4	915	1981-06-12	32,0	2031	6651	6,09
Tyskland*	BROKDORF	1410	1986-10-14	26,6	2021	7797	10,99
Tyskland*	EMSLAND	1329	1988-04-19	25,1	2022	7797	10,36
Tyskland*	GRAFENRHEINFELD	1275	1981-12-30	31,5	2015	7797	9,94
Tyskland*	GROHNDE	1360	1984-09-05	28,7	2021	7797	10,60
Tyskland*	GUNDREMMINGEN-B	1284	1984-03-16	29,2	2017	7797	10,01
Tyskland*	GUNDREMMINGEN-C	1288	1984-11-02	28,6	2021	7797	10,04
Tyskland*	ISAR-2	1410	1988-01-22	25,3	2022	7797	10,99
Tyskland*	NECKARWESTHEIM-2	1310	1989-01-03	24,3	2022	7797	10,21
Tyskland*	PHILIPPSBURG-2	1402	1984-12-17	28,5	2019	7797	10,93
Ungern	PAKS-1	470	1982-12-28	30,5	2032	6590	3,10
Ungern	PAKS-2	473	1984-09-06	28,7	2034	6590	3,12
Ungern	PAKS-3	473	1986-09-28	26,6	2036	6590	3,12
Ungern	PAKS-4	473	1987-08-16	25,8	2037	6590	3,12
Nederländerna	BORSSELE	482	1973-07-04	40,1	2023	7722	3,72
Rumänien	CERNAVODA-1	650	1996-07-11	16,7	2046	6380	4,15
Rumänien	CERNAVODA-2	650	2007-08-07	5,5	2057	6380	4,15
Slovakien	BOHUNICE-3	472	1984-08-20	28,8	2034	7717	3,64
Slovakien	BOHUNICE-4	472	1985-08-09	27,8	2035	7717	3,64
Slovakien	MOCHOVCE-1	436	1998-07-04	14,7	2048	7717	3,36
Slovakien	MOCHOVCE-2	436	1999-12-20	13,2	2049	7717	3,36
Slovenien	KRSKO	688	1981-10-02	31,7	2031	4328	2,98
Spanien	ALMARAZ-1	1004	1981-05-01	32,1	2031	8215	8,25
Spanien	ALMARAZ-2	1006	1983-10-08	29,7	2033	8215	8,26
Spanien	ASCO-1	995	1983-08-13	29,8	2033	8215	8,17
Spanien	ASCO-2	997	1985-10-23	27,6	2035	8215	8,19
Spanien	COFRENTES	1064	1984-10-14	28,6	2034	8215	8,74
Spanien	TRILLO-1	1003	1988-05-23	25,0	2038	8215	8,24
Spanien	VANDELLOS-2	1045	1987-12-12	25,4	2037	8215	8,58

Sverige	FORSMARK-1	984	1980-06-06	33,0	2030	7083	6,97
Sverige	FORSMARK-2	996	1981-01-26	32,4	2031	7083	7,05
Sverige	FORSMARK-3	1170	1985-03-05	28,2	2035	7083	8,29
Sverige	OSKARSHAMN-1	473	1971-08-19	42,0	2021	7083	3,35
Sverige	OSKARSHAMN-2	638	1974-10-02	38,8	2024	7083	4,52
Sverige	OSKARSHAMN-3	1400	1985-03-03	28,2	2035	7083	9,92
Sverige	RINGHALS-1	878	1974-10-14	38,8	2024	7083	6,22
Sverige	RINGHALS-2	865	1974-08-17	38,9	2024	7083	6,13
Sverige	RINGHALS-3	1064	1980-09-07	32,8	2030	7083	7,54
Sverige	RINGHALS-4	940	1982-06-23	31,0	2032	7083	6,66
Schweiz	BEZNAU-1	365	1969-07-17	44,1	2019	7735	2,82
Schweiz	BEZNAU-2	365	1971-10-23	41,8	2021	7735	2,82
Schweiz	GOESGEN	970	1979-02-02	34,4	2029	7735	7,50
Schweiz	LEIBSTADT	1220	1984-05-24	29,0	2034	7735	9,44
Schweiz	MUEHLEBERG	373	1971-07-01	42,1	2021	7735	2,89
Storbritannien	DUNGENESS-B1	520	1983-04-03	30,2	2033	7920	4,12
Storbritannien	DUNGENESS-B2	520	1985-12-29	27,4	2035	7920	4,12
Storbritannien	HARTLEPOOL-A1	595	1983-08-01	29,9	2033	7920	4,71
Storbritannien	HARTLEPOOL-A2	595	1984-10-31	28,6	2034	7920	4,71
Storbritannien	HEYSHAM-A1	585	1983-07-09	29,9	2033	7920	4,63
Storbritannien	HEYSHAM-A2	575	1984-10-11	28,6	2034	7920	4,55
Storbritannien	HEYSHAM-B1	620	1988-07-12	24,8	2038	7920	4,91
Storbritannien	HEYSHAM-B2	620	1988-11-11	24,5	2038	7920	4,91
Storbritannien	HINKLEY POINT-B1	435	1976-10-30	36,7	2026	7920	3,45
Storbritannien	HINKLEY POINT-B2	435	1976-02-05	37,4	2026	7920	3,45
Storbritannien	HUNTERSTON-B1	430	1976-02-06	37,4	2026	7920	3,41
Storbritannien	HUNTERSTON-B2	430	1977-03-31	36,3	2027	7920	3,41
Storbritannien	SIZEWELL-B	1188	1995-02-14	18,1	2045	7920	9,41
Storbritannien	TORNESS 1	600	1988-05-25	25,0	2038	7920	4,75
Storbritannien	TORNESS 2	605	1989-02-03	24,3	2039	7920	4,79
Storbritannien	WYLFA 1	490	1971-01-24	42,6	2021	7920	3,88
Totalt		124 782					884,8

Källa: International Atomic Energy Agency (IAEA), The Power Reactor Information System (PRIS)
<http://www.iaea.org/pris/>

Bilaga 5: Underlag för Figur 6

	Total effekt [MW]	Årsproduktion [GWh]	Timmar/år	Investering [MSEK/MW]	DoU [öre/kWh]	Livslängd [år]	Kalkylränta [%]	Produktionskostnad [öre/kWh]
Robin Rigg*	180	550,0	3056	22,17	16-20	20	6 - 7	81,56 - 90,98
London Array *	630	2220,8	3525	33,17	16-21	20	6 - 7	101,05 - 112,08
Nordsee Ost *	295,2	1085,0	3675	33,79	16-22	20	6 - 7	92,96 - 103,32
Burkum west*	200	750,0	3750	38,00	16-23	20	6 - 7	107,57 - 119,14
Gwynt y Môr *	576	1880,0	3264	32,99	16-24	20	6 - 7	107,33 - 118,88
Kemi Anjos	30	80,0	2667	15,83	16-25	20	6 - 7	69,65 - 78,09
Lillgrund	110,4	330,0	2989	16,30	16-26	20	6 - 7	63,87 - 71,82
Rødsand 2 *	207	800,0	3865	18,36	16-27	20	6 - 7	58,92 - 66,47
Vindpark Väneren	30	90,0	3000	16,74	16-28	20	6 - 7	66,41 - 74,58
Kårehamn	48	180,0	3750	25,00	16-29	20	6 - 7	76,24 - 85,22
Projekt A	350	1213,6	3468	22,23	16-30	20	6 - 7	73,94 - 82,73
Kårehamn **	48	180,0	3750	25,00	16-31	20	6 - 7	70,22 - 78,7
Projekt A **	350	1213,6	3468	22,23	16-32	20	6 - 7	67,43 - 75,68

De valutakurser som använts är €9,5 och £11. Produktionskostnaden är beräknad med (Elforsk, 2014) webbaserade beräkningsapplikation för att beräkna och jämföra elproduktionskostnaden för nya och framtida elproducerande anläggningar. Underlag för anläggningar är hämtade från:

<http://www.4coffshore.com/windfarms/>

E.on offshore wind Energy factbook

<http://www.trianel-borkum.de/en/wind-farm/facts-and-figures.html>

<http://www.vattenfall.se/sv/lillgrund-vindkraftpark.htm>

<http://www.eon.se/om-eon/Om-energi/Energikallor/Vindkraft/Nordiskavindkraftsprojekt/>

Bilaga 6: Ersättningsnivåer för havsbaserad vindkraft och elprisutveckling i Tyskland och Storbritannien

3.4 Storbritannien

Tabell 1. Ersättningsnivåer för havsbaserad vindkraft i Storbritannien

Utkast till "Strike prices" (£/MWh) (2012 priser)					
	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Havsbaserad vindkraft	155	155	150	140	140

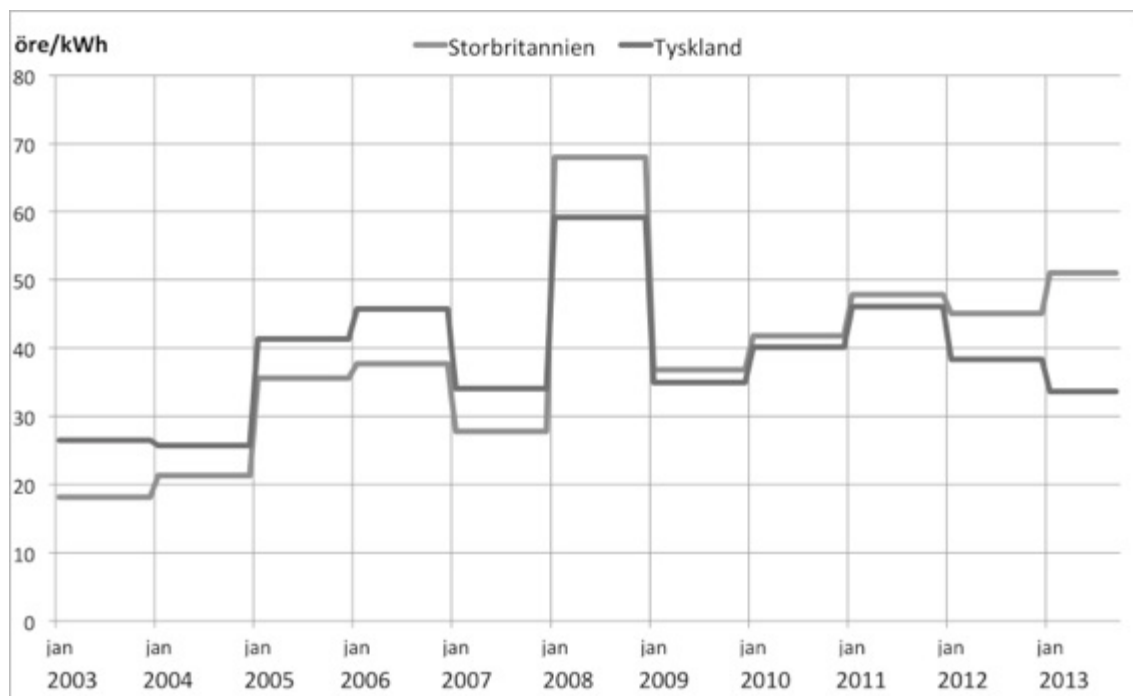
Källa: DECC (2013, tabell 1)

3.5 Tyskland

Tabell 2. Ersättningsnivå för havsbaserad vindkraft i Tyskland

År	Basnivå €/kWh	*Högre initial nivå €/kWh	**Basnivå med accelererande modell
2012	3.5	15.0	19.0
2013	3.5	15.0	19.0
2014	3.5	15.0	19.0
2015	3.5	15.0	19.0
2016	3.5	15.0	19.0
2017	3.5	15.0	19.0
2018	3.26	13.95	-
2019	3.03	12.97	-
2020	2.82	12.07	-
2021	2.62	11.22	-
Nivån minskar med årligen med 7 % från och med 2018.			
*Den högre initiala modellen betalar ut ersättning under de första 12 åren från och med att anläggningen är byggd. Ersättningstiden förlängs med 5 månader för varje nautiskt mil utanför 12 nautiska mil samt 1,7 månader för varje meter djupare än 20 meter.			
**Vid förlängning av ersättningstiden med hänsyn till avstånd och vattendjup används basnivån.			

Källa: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Tariffs, degression and sample calculations pursuant to the new Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) of 4 August 2011 ('EEG 2012'). http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/english/pdf/application/pdf/eeg_2012_verguetungsdegression_en_bf.pdf



Figur 1. Elprisutvecklingen i Storbritannien och Tyskland. Källa: Elprisutvecklingen i Tyskland (EEX, 2013) och Storbritannien (APX Group, 2013). Valuta: £ 10 SEK och € 9 SEK.

Tabell 3. Exempel på ersättningsnivåer i Storbritannien och Tyskland. Vi har utgått ifrån genomsnittspriset på el under åren 2010 och 2011 i Storbritannien och Tyskland d.v.s. 4,6 pence/kWh och 4,8 ¢cents/kWh. Valuta: £ 11 SEK och € 9.5 SEK.

År	Exempel 1. Storbritannien, byggd 20xx [pence/kWh]	Exempel 2. Tyskland, utanför 12 Nautiska mil, byggd 2012 [¢cents/kWh]	Exempel 3. Tyskland, utanför 12 Nautiska mil, byggd 2012. Användning av den accelererande modellen [¢cents/kWh]
1	15,5	15	19
2	15,5	15	19
3	15,5	15	19
4	15,5	15	19
5	15,5	15	19
6	15,5	15	19
7	15,5	15	19
8	15,5	15	19
9	15,5	15	4,8
10	15,5	15	4,8
11	15,5	15	4,8
12	15,5	15	4,8
13	15,5	15	4,8
14	15,5	15	4,8
15	15,5	4,8	4,8
16	4,6	4,8	4,8
17	4,6	4,8	4,8
18	4,6	4,8	4,8
19	4,6	4,8	4,8
20	4,6	4,8	4,8
Snitt	12,78	11,94	10,48
Snitt [öre/kWh]	140,58	113,43	99,56

Bilaga 7: Kostnadsjämförelser mellan havsbaserade vindkraftsanläggningar som har byggts i EU

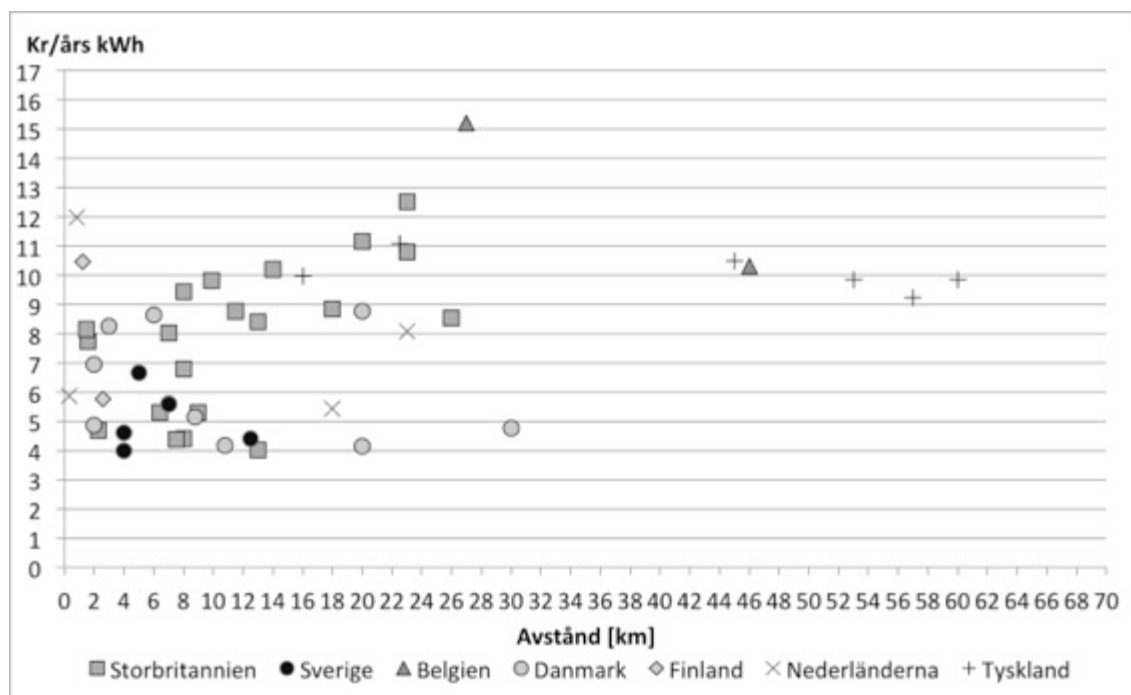


Diagram 1. Jämförelse mellan havsbaserade vindkraftsanläggningar som har byggts i EU med avseende på investeringskostnader per årlig producerad kWh och avstånd till land. Källa: LORC (2013). Valuta: € 9,23 SEK, £ 11,49 SEK.

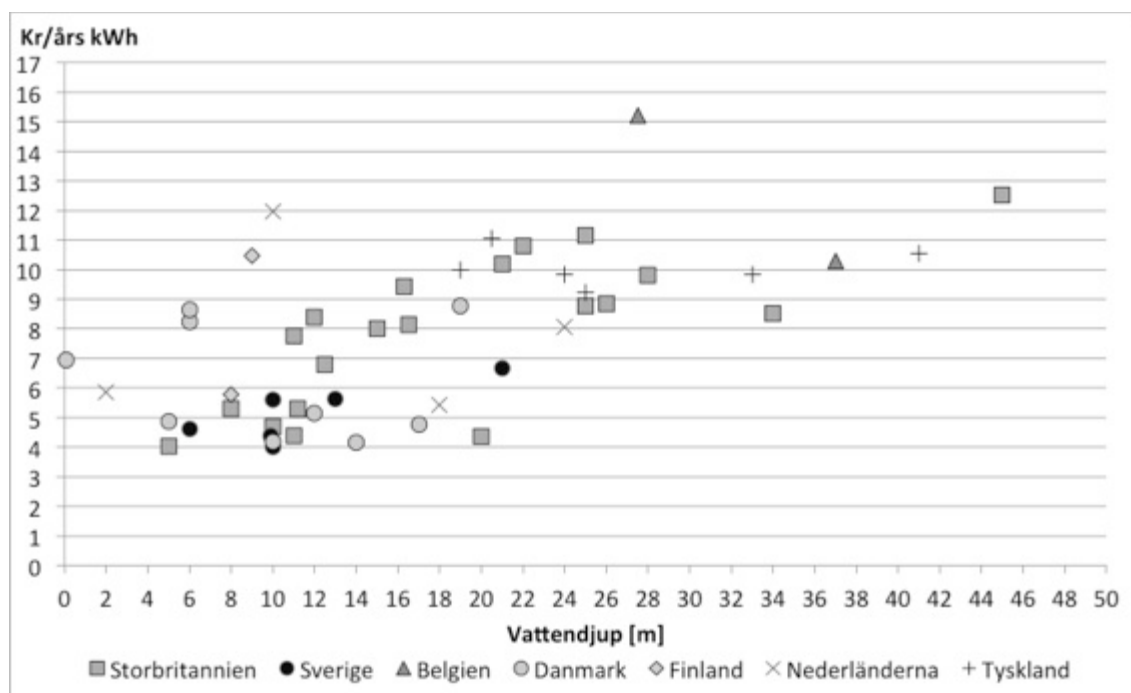


Diagram 2. Jämförelse mellan havsbaserade vindkraftsanläggningar som har byggts i EU med avseende på investeringskostnader per årlig producerad kWh och vattendjup. Källa: LORC (2013). Valuta: € 9,23 SEK, £ 11,49 SEK.

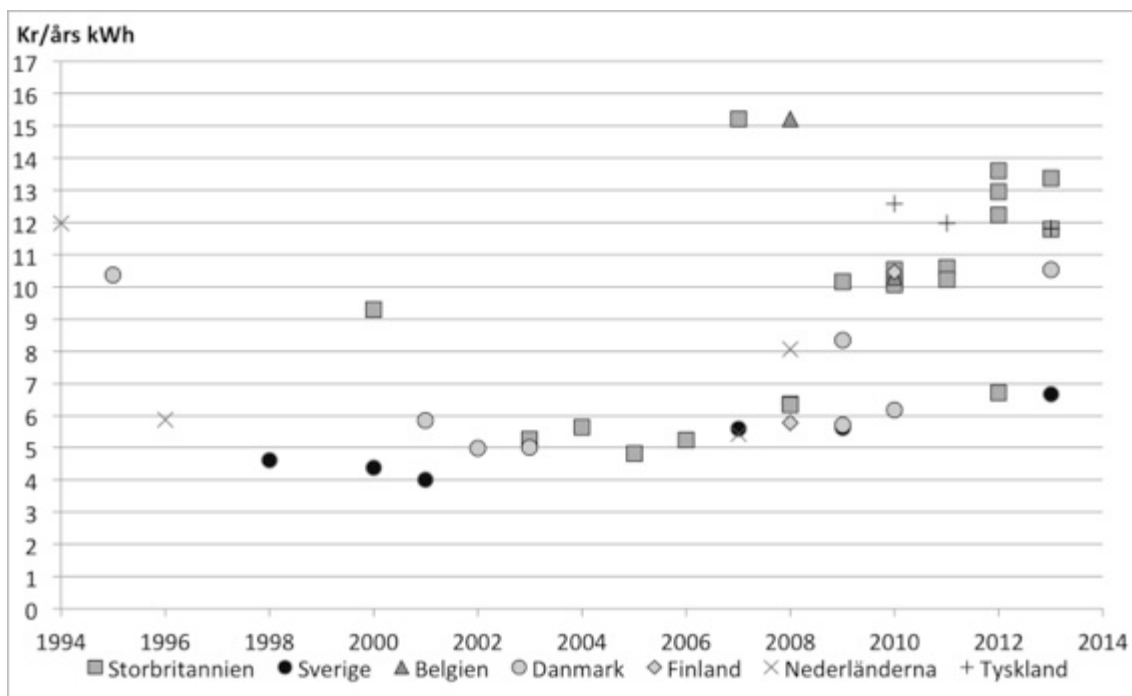
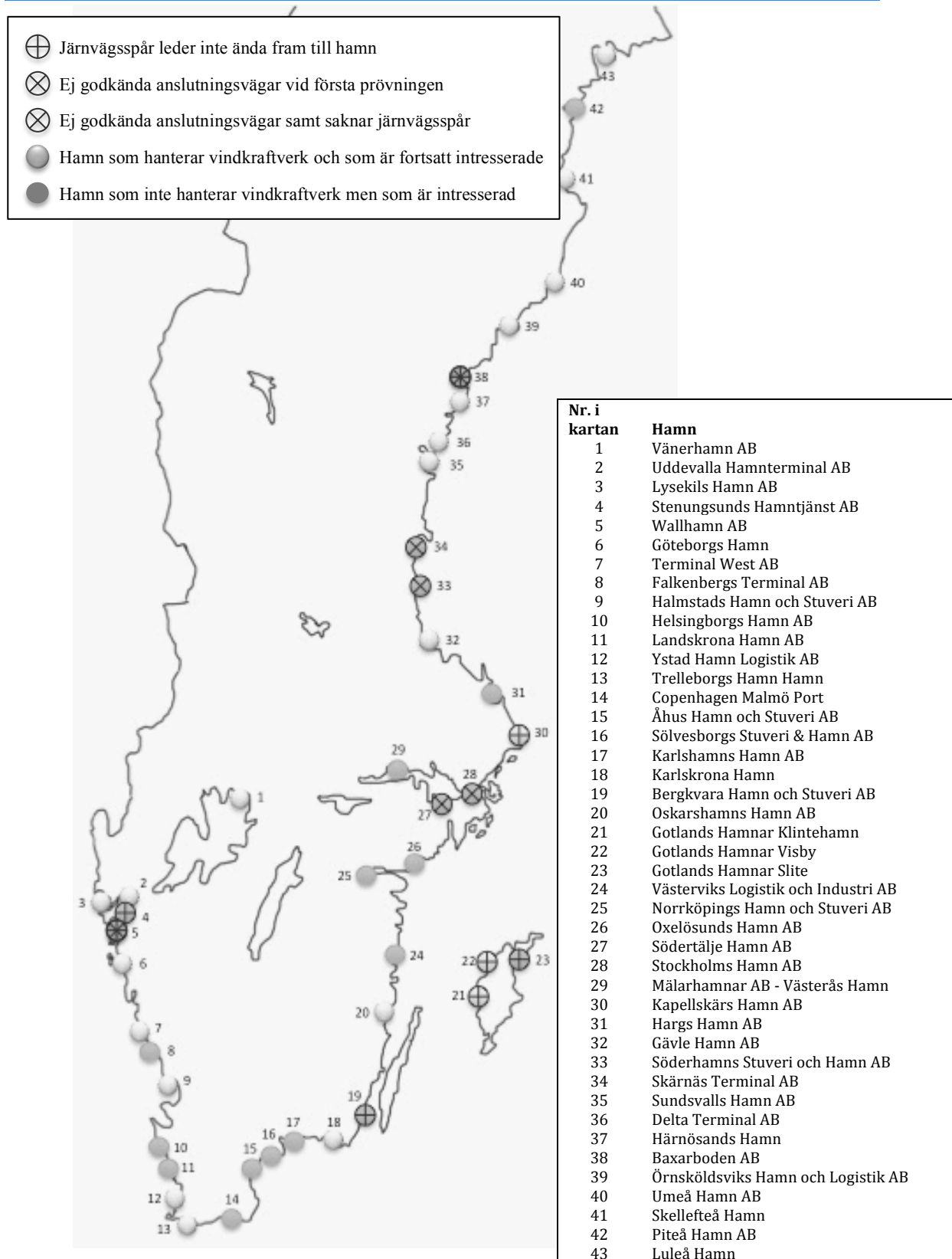


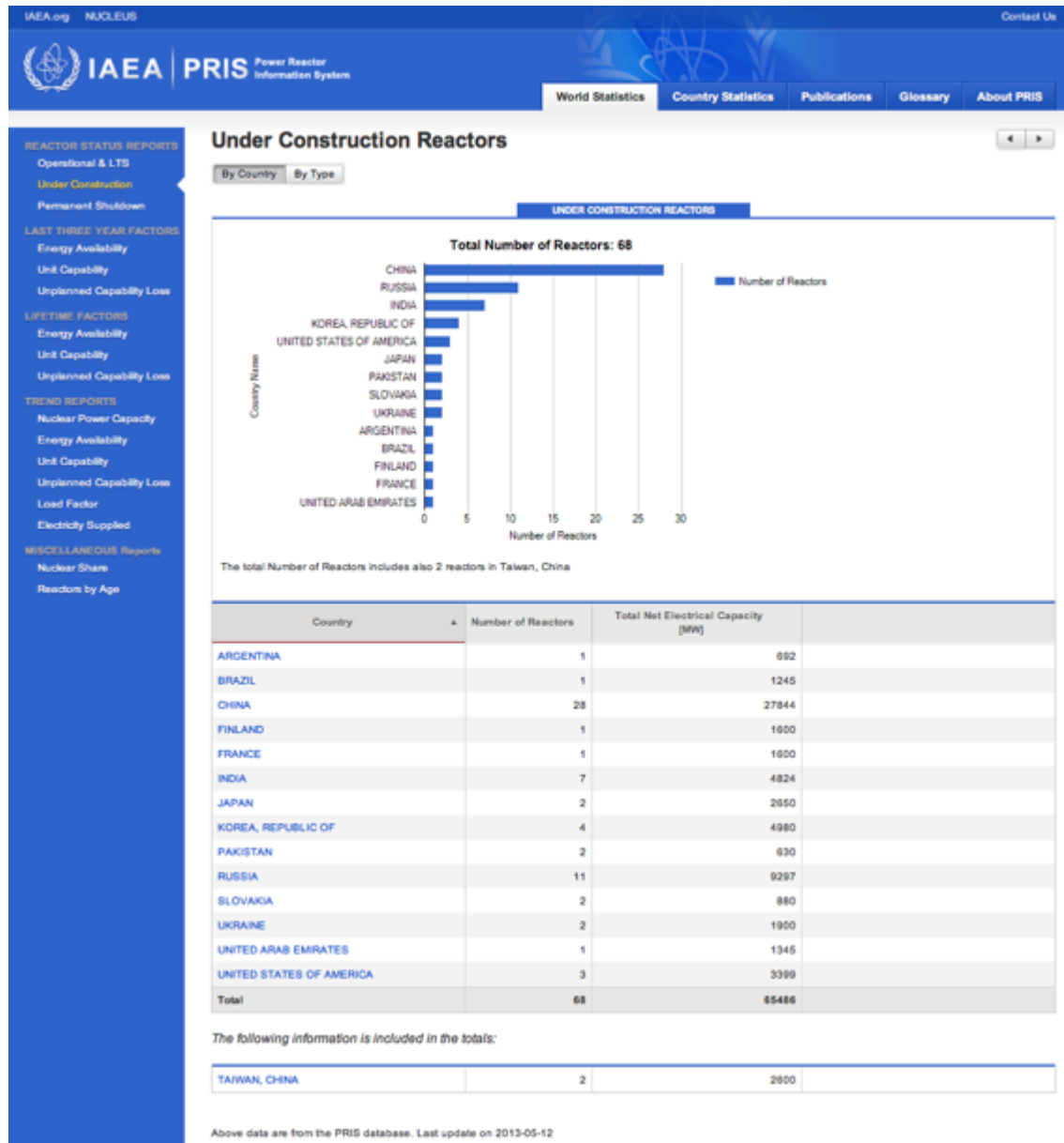
Diagram 3. Jämförelse mellan havsbaserade vindkraftsanläggningar som har byggts i EU med avseende på investeringskostnader per årlig producerad kWh. Investeringskostnaden för anläggningar i Danmark, Tyskland och Storbritannien har ökats med 20 % vilket motsvarar elnätskostnaderna (Elforsk, 2011). Källa: (LORC, 2013). Valuta: € 9,23 SEK, £ 11,49 SEK.

Bilaga 8: Karta över hamnar och deras möjlighet och ambition att hantera vindkraftverk



Källa: WSP (2009): Hamninventering vindkraft - undersökning av svenska hamnars möjlighet och ambition att hantera vindkraftverk, på uppdrag av Trafikverket. 2009-10-21.

Bilaga 9: Utbyggnad av kärnkraft.



Källa: International Atomic Energy Agency (IAEA) The Power Reactor Information System (PRIS) <http://www.iaea.org/pris/>

Bilaga 10. Elcertifikatutveckling med kostnadsfördelning på nya och gamla anläggningar samt beräkning på införandet av fastprissystem.

Tabell 1. Den summerade ersättningen per kraftslag och fördelning mellan nya och gamla anläggningar. Bygger på el- och certifikatpris samt produktion per månad.

År	Vatten [MSEK] (äldre)	Vatten [MSEK] (nya)	Vind [MSEK] (äldre)	Vind [MSEK] (nya)	Biomassa [MSEK] (äldre)	Ny biomassa [MSEK] (nya)	Övrig [MSEK] (äldre)	Övrig [MSEK] (nya)
2003	142,1	1,8	73,2	3,7	716,7	0,0	0,0	0,0
2004	446,8	6,7	172,1	27,7	1889,9	3,2	0,0	0,0
2005	360,2	21,0	148,2	49,7	1792,7	18,4	0,0	0,0
2006	335,6	28,9	117,7	60,6	1616,3	50,8	0,0	0,0
2007	380,3	54,7	152,9	132,6	1778,3	139,6	0,0	0,0
2008	585,4	130,7	209,9	345,9	2661,1	218,6	0,0	0,0
2009	582,6	154,6	197,5	561,4	2859,0	350,9	0,1	0,0
2010	533,4	168,9	165,9	751,9	2678,3	579,9	0,1	0,0
2011	420,9	150,6	157,3	1135,8	1928,2	470,0	0,1	0,0
2012	417,7	156,7	124,0	1195,2	1540,0	514,2	0,2	0,0
Σ	4205,2	874,6	1518,5	4264,6	19460,5	2345,8	0,5	0,0

Källa: Produktion per energikälla och pris på elcertifikat är hämtade ifrån Cesar Svenska Kraftnätets system för kontoföring av elcertifikat och ursprungsgarantier. Fördelning mellan nya och gamla anläggningar kommer från Energimyndigheten (2013c).

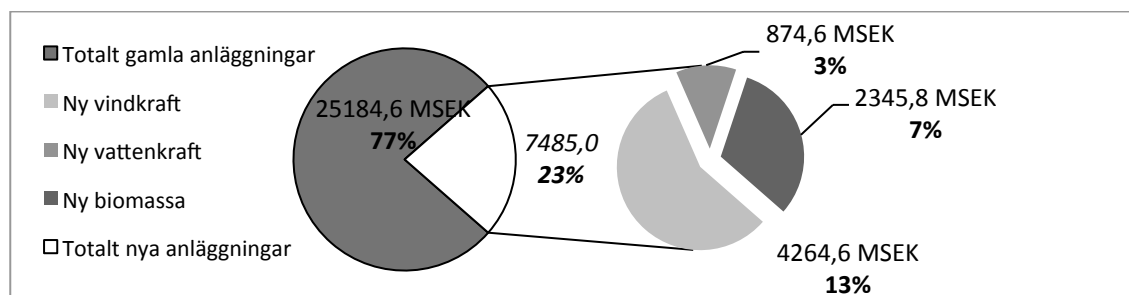


Diagram 1. Fördelning av ersättning på gamla anläggningar och nya anläggningar samt fördelningen mellan nya anläggningar per energikälla, i miljoner kronor och procent, för åren 2003 till och med 2013.

Tabell 2. Exempel med fastprissystem på 100 öre/kWh med ett tak på 4 TWh i produktion från havsbaserad vindkraft

År	Produktion [MWh/år]	Feed-In nivå	SEK/MWh* prisområde 3 from november 2011	Merkostnad [SEK/MWh]	MSEK
2003	4 000 000	1000	300,7	699,3	2797,2
2004	4 000 000	1000	262,1	737,9	2951,6
2005	4 000 000	1000	280	720	2880
2006	4 000 000	1000	437,4	562,6	2250,4
2007	4 000 000	1000	296,6	703,4	2813,6
2008	4 000 000	1000	478,6	521,4	2085,6
2009	4 000 000	1000	397	603	2412
2010	4 000 000	1000	521,6	478,4	1913,6
2011	4 000 000	1000	425	575	2300
2012	4 000 000	1000	282,6	717,4	2869,6
Σ					25273,6

Källor: Elpris, Nordpool, prisområde 3 fr.o.m. november 2011.